



Financial Modeling für die Wärmewende

Universität Augsburg, PCA-Vortragsreihe, 17. Juni 2025
Dr. Thomas Reif

Die Themen im Überblick

- I. SONNTAG - Wir über uns
- II. Wärmeversorgung in Deutschland
- III. Einsatzmöglichkeiten der Tiefengeothermie
- IV. Financial Modeling in der Fernwärmeverversorgung
- V. Wärmewende - die Sicht der Eigenkapitalgeber
- VI. Wärmewende - die Sicht der Banken
- VII. Case Studies Wärmewende
 - 1. Norddeutsches Becken
 - 2. Bayerische Molasse
 - 3. Oberrheingraben
- VIII. Fazit
- IX. Referenzen des SONNTAG Energie-Team

I. SONNTAG - Wir über uns

- Bei SONNTAG spielen viele Talente zusammen. Multidisziplinär und lösungsorientiert agieren wir seit 1978 als mittelständische Wirtschaftskanzlei im Sinne unserer Mandanten. Mit einem Team aus über 500 Experten verknüpfen wir unterschiedlichste Beratungsfelder.
- Wir gestalten aktiv die Energiewende. Kommunen und Privaten helfen wir, erneuerbare Energieprojekte zu initiieren und umzusetzen, Versorgungsunternehmen zu gründen, zu erweitern und zu betreiben.
- Die Beratung bei der Nutzung Tiefer Geothermie für die Wärmewende und zur Stromerzeugung ist seit 2004 das Spezialthema unseres Energie-Teams.

Recht

- Verträge
- Genehmigungen
- Vergabeverfahren

Betriebswirtschaft

- Financial Modeling
- Controlling
- Organisation

Finanzierung

- Darlehen
- Fördermittel
- EU-Beihilfenprüfung

Schwerpunkt Energie, KWK und Geothermie

- Das SONNTAG Energie-Team bringt die Energiewende voran
- Das Team berät seit 2004 Projektgesellschaften bei der Planung, der Umsetzung und dem Betrieb von Fernwärme- / KWK-Projekten
- Gestaltung und Verhandlung von Verträgen über Tiefbohrungen sowie Kraftwerkslieferungen
- Wirtschaftlichkeitsanalysen für über 50 Wärmeprojekte
- Finanzierung von Energieprojekten mit Verantwortung / Unterstützung unseres Teams:

Investitionsvolumen
über 1.000 Mio. Euro

Kreditvolumen
über 500 Mio. Euro

Fördermittel /
Zuschüsse
über 150 Mio. Euro

(Summe aller umgesetzten oder in der Umsetzung befindlichen Projekte, Stand 06/2025)

Teamleiter Dr. Thomas Reif

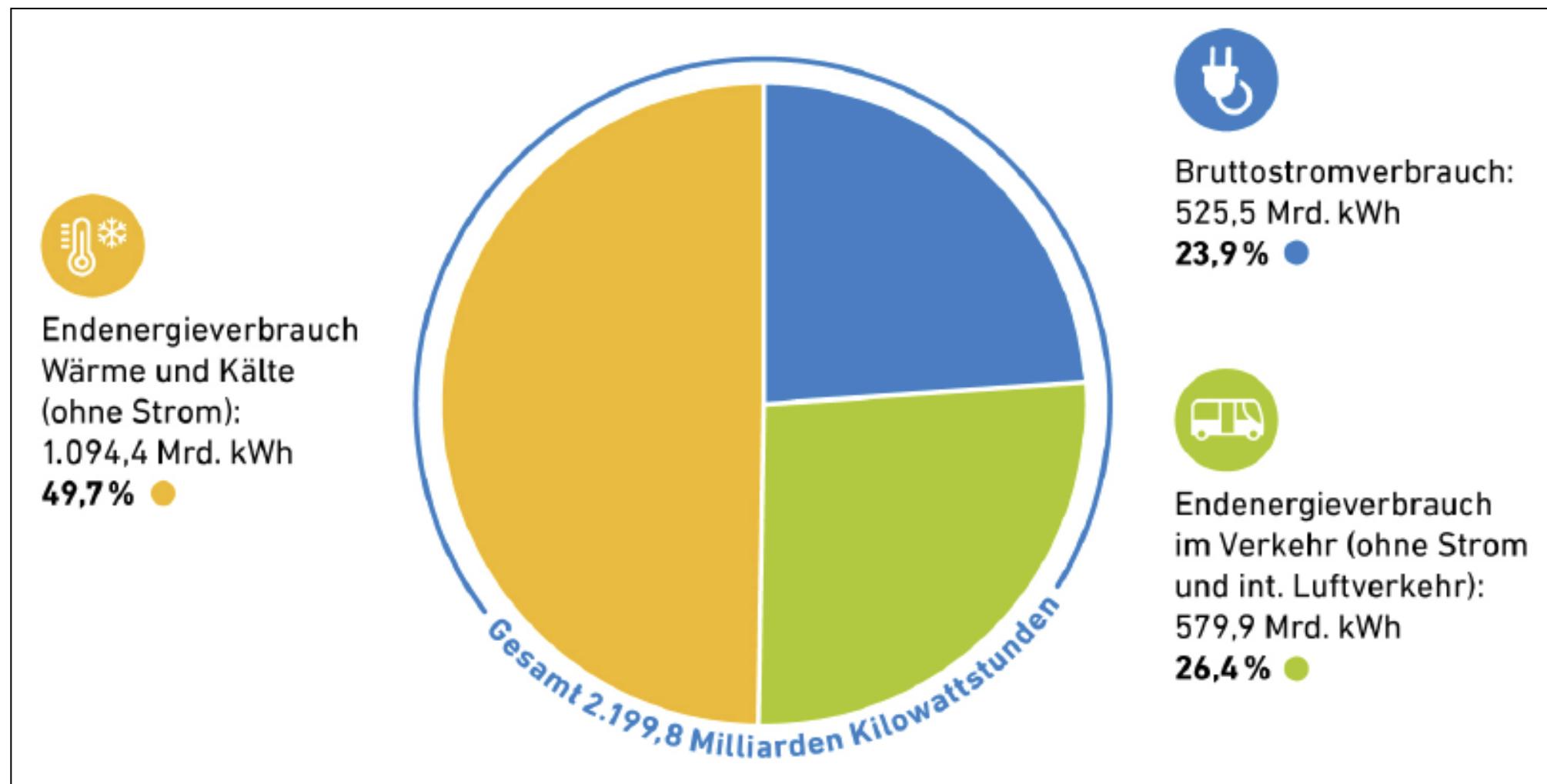


| | | |
|------|---|--|
| 1992 | Universität Freiburg Dipl.-Volkswirt | Seit 2023 SONNTAG & PARTNER, Augsburg, Of Counsel, Bereich: Energie- und Infrastruktursektor |
| 1993 | Universität Freiburg 1. Staatsexamen Rechtswissenschaften | 2009 - 2022 [GGSC] Augsburg, Partner, Bereich: Energie- und Infrastruktursektor |
| 1996 | 2. Staatsexamen Rechtswissenschaften | 2007 - 2009 SONNTAG & PARTNER, Augsburg, Partner, Bereich: Geothermie, Infrastruktursektor |
| 2000 | Fachanwalt f. Steuerrecht | 2004 - 2007 SCHEIDLE & PARTNER, Augsburg, Partner, Bereich: Steuern, Geothermie, Energie |
| 2002 | Universität Freiburg Promotion Dr. rer. pol. (Betriebswirtschaftslehre) | 2003 - 2004 BECKER BÜTTNER HELD, München |
| | | 2000 - 2003 SCHMITT, HÖRTNAGL + PARTNER, Leipzig |
| | | 1994 - 2000 FOHR, DEHMER + PARTNER, Freiburg |
| | | 1993 -1994 ARTHUR ANDERSEN, und 1996 Stuttgart, Johannesburg, |

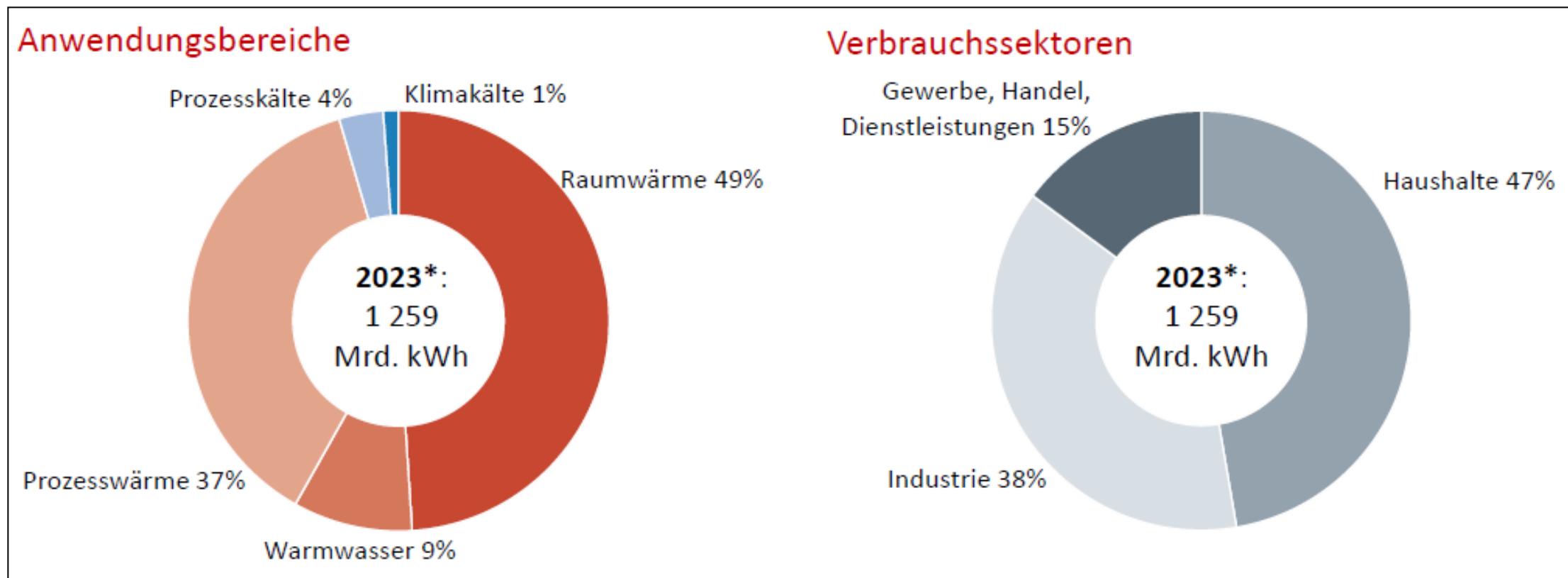
- Beratung zahlreicher Erneuerbarer Energieprojekte (Wärme / Strom)
- Finanzierung und Fördermittel
- Due Diligence Prüfungen bei Wärmeversorgern und Kraftwerksbetreibern
- Unternehmensbewertungen im Energiebereich
- Beratung zahlreicher Stadtwerke bei Umstrukturierungen (Konzessionsmodelle, Preise, Netzübernahmen)
- Preiskalkulation und Tarifgestaltung (Wasser und Wärme)
- Prüfung von Preisen und Verträgen der Wasserwirtschaft für Kartellbehörden und Versorger
- Langjährige Prozessführungserfahrung - mehrfach bis zum BGH - im Bereich der Versorgungswirtschaft zu preis-, energie- und kartellrechtlichen Themen
- Autor im Münchener Kommentar zum Europäischen und Deutschen Kartellrecht
- Autor im Berliner Kommentar zum Energierecht

II. Wärmeversorgung in Deutschland

Auf die Wärmeversorgung entfallen ca. 50% des Endenergieverbrauchs in Deutschland



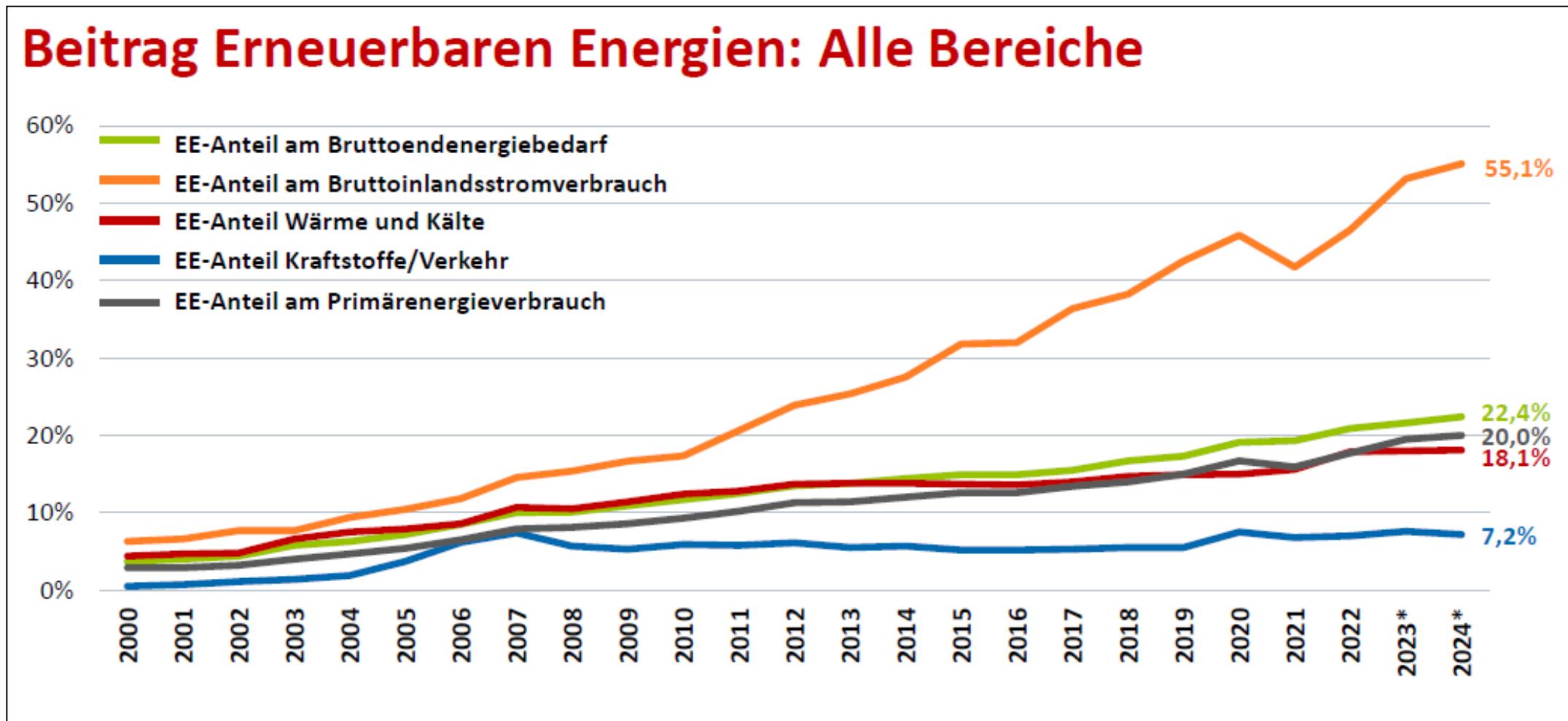
Und wofür / von wem wird die Wärme genutzt?



Quelle: Umweltbundesamt, AG Energiebilanzen / BDEW 2024

Also zu ca. 60% für Raumheizung und Warmwasser, was also ca. 30% des Endenergieverbrauchs in Deutschland ausmacht

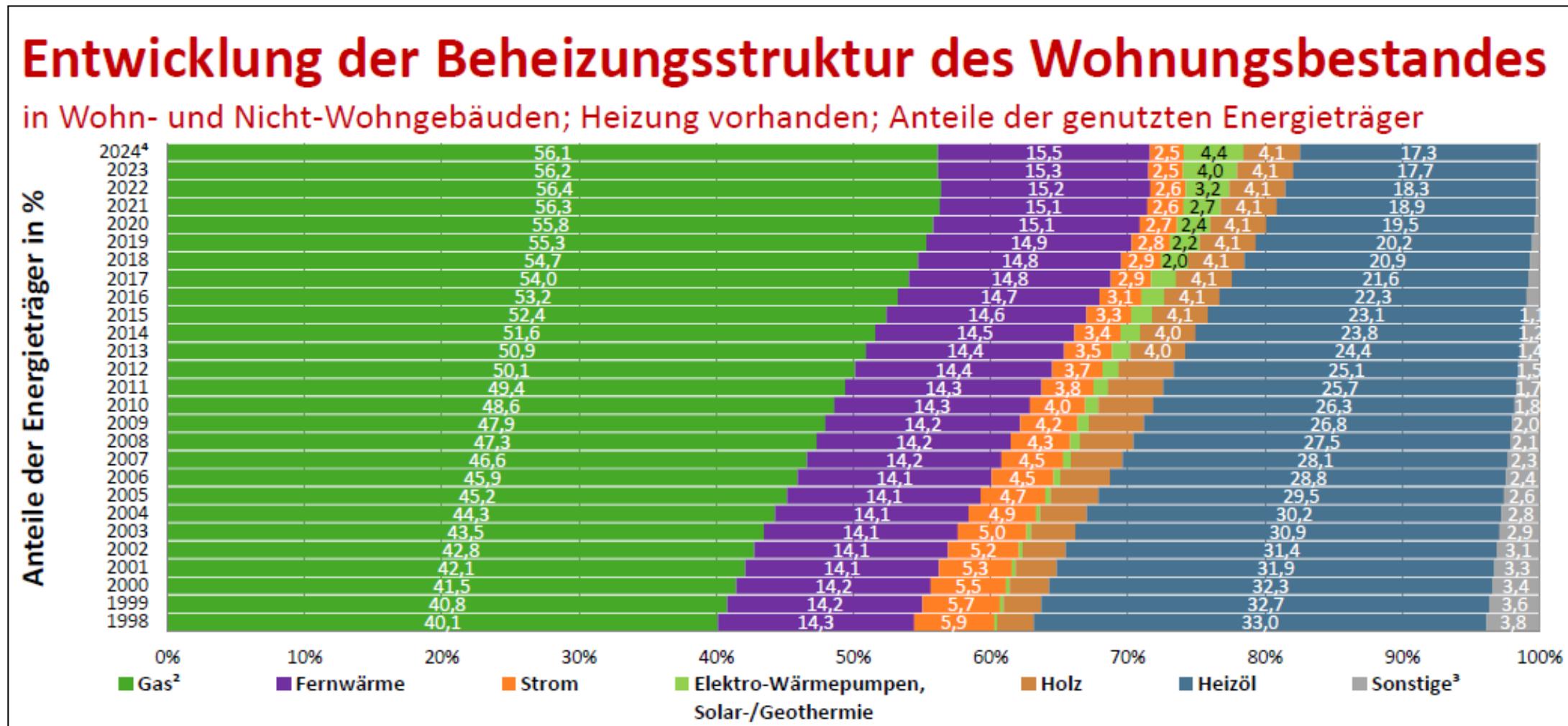
Und wie ist der Anteil der Erneuerbaren bei der Wärme?



Quelle: Umweltbundesamt, AG Energiebilanzen / BDEW 2024

Zu < 20% aus Erneuerbaren Energien ohne große Veränderung in den letzten Jahren

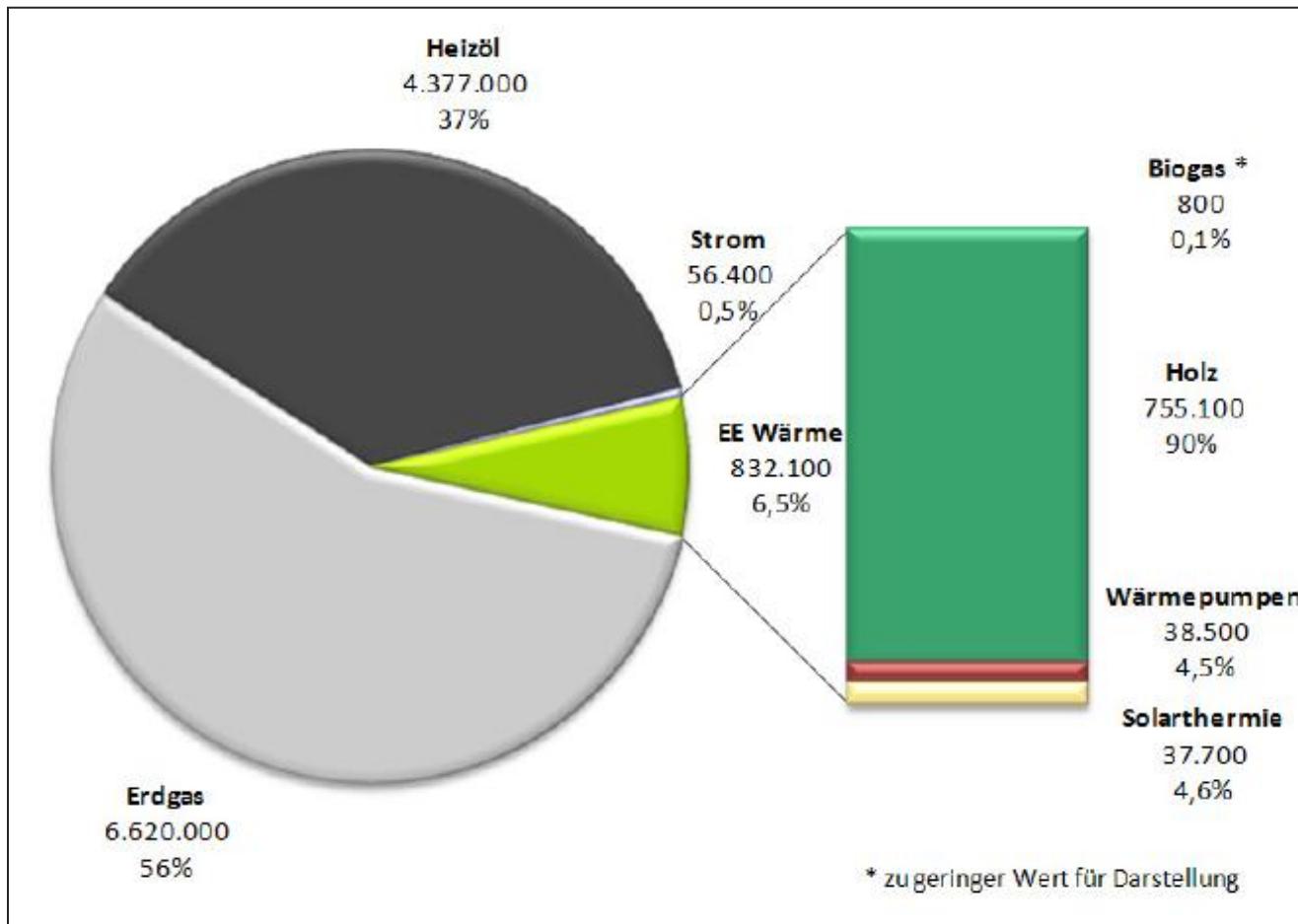
Und wie ist die Ausgangslage im Wohnungsbestand?



Über 70% heizen mit Gas und Öl

Quelle: Umweltbundesamt, AG Energiebilanzen / BDEW 2024

Stand der Wärmewende in der Region



- Der Wirtschaftsraum Augsburg heizt im Jahr 2009 nur zu 6,5% mit Erneuerbaren, davon stammen 90% aus der Nutzung von Holz.
- Deutschland heizt im Jahr 2009 zu 11,4% mit Erneuerbaren.
- Fazit (bei aller Unschärfe): Unsere Region war (ist?) jedenfalls kein Vorreiter der Wärmewende!

Quelle: Regionales Klimaschutzkonzept Wirtschaftsraum Augsburg (2011)

Die **Datenbasis** ist aus **2009**, die Verteilung ist aber genau wie sonst in Deutschland → danach hat sich in Deutschland wenig geändert, also wohl auch kaum bei uns in der Region

Deutschland braucht also endlich auch die Wärmewende

Die Wärmeversorgung der Bürger erfolgt zu ca. 84% mit individuellen Lösungen

- Insgesamt zu ca. 73% durch Gas oder Öl, also abhängig vom Weltenergiemarkt!
- Es gibt im Bestand geringe technologische Flexibilität und keine Skaleneffekte
- Über 30% der Heizanlagen sind älter als 20 Jahre und modernisierungsbedürftig

Von ca. 40 Mio. Wohnungen werden nur ca. 16% mit Fernwärme versorgt

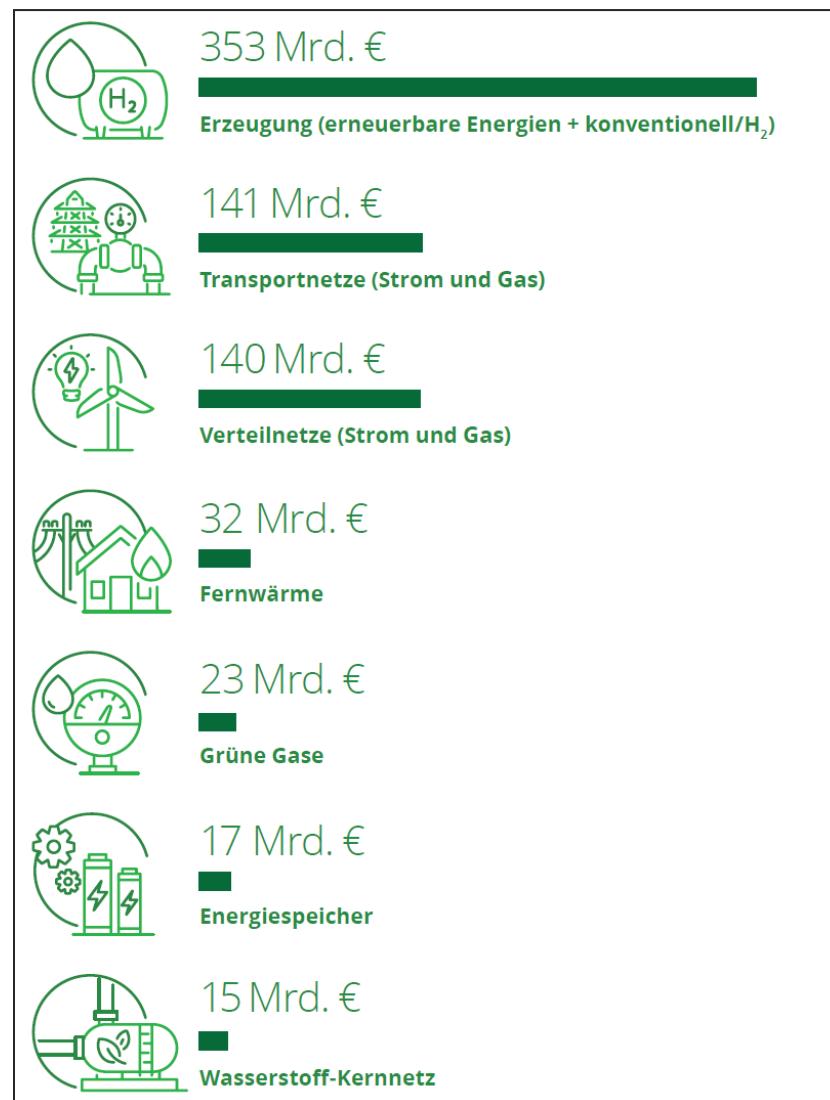
Ziele der Bundesregierung :

- 50% klimaneutrale Wärme bis 2030
- mehr als 30% der Wärmeversorgung aus Wärmenetzen (Dänemark heute: ca. 60%)

Hier besteht großer Handlungs- / Netzausbaubedarf!

Ohne massiven Fernwärme(netz)ausbau kann die Wärmewende (im Bestand) nicht gelingen

.... und viel Geld / über 700 Mrd. Euro allein für die Energiewende

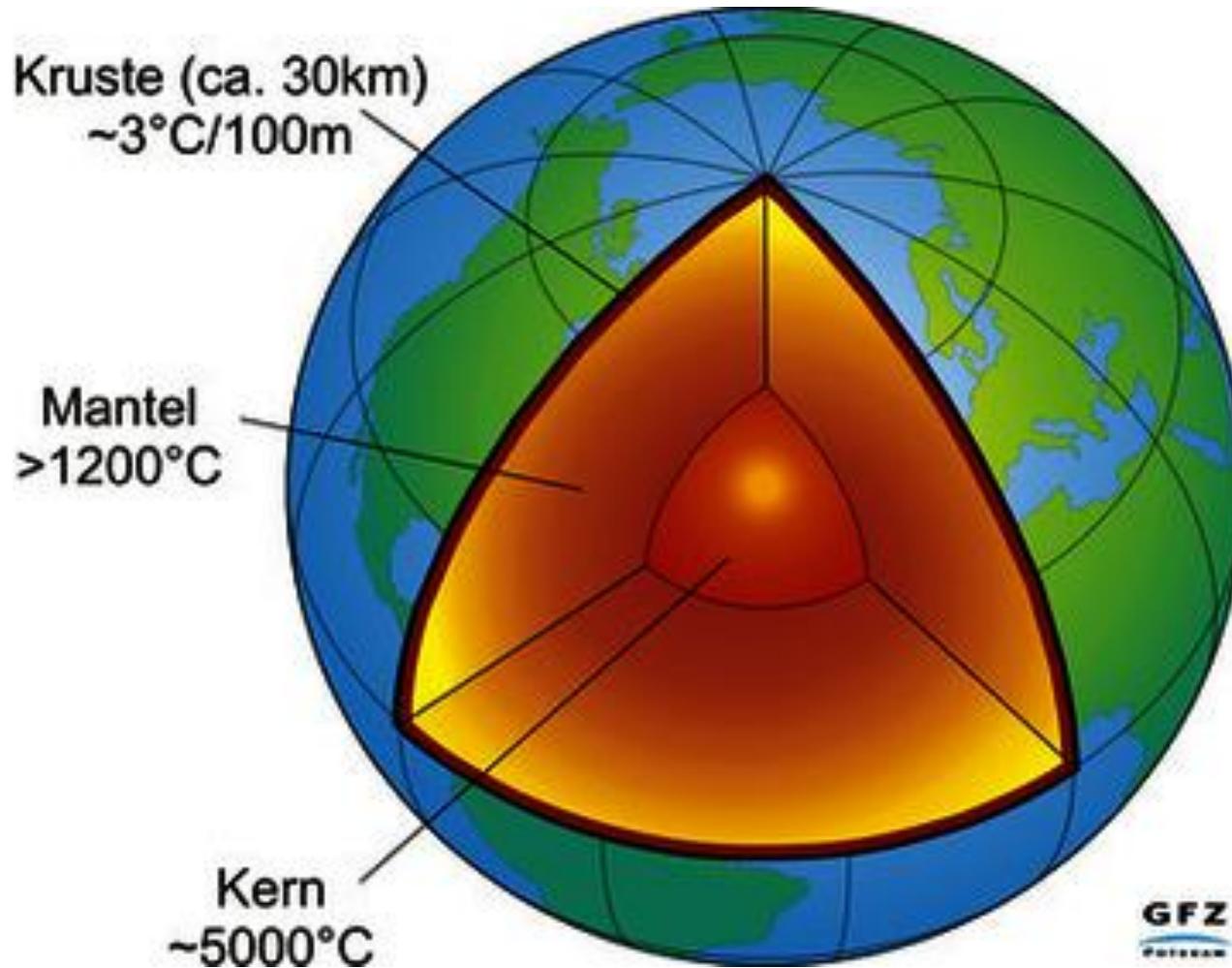


Dazu kommt der Finanzierungsbedarf in den Sektoren

- **Verkehr**
- **Wasser**
- **Abwasser**
- **usw.**

in ähnlicher Größenordnung

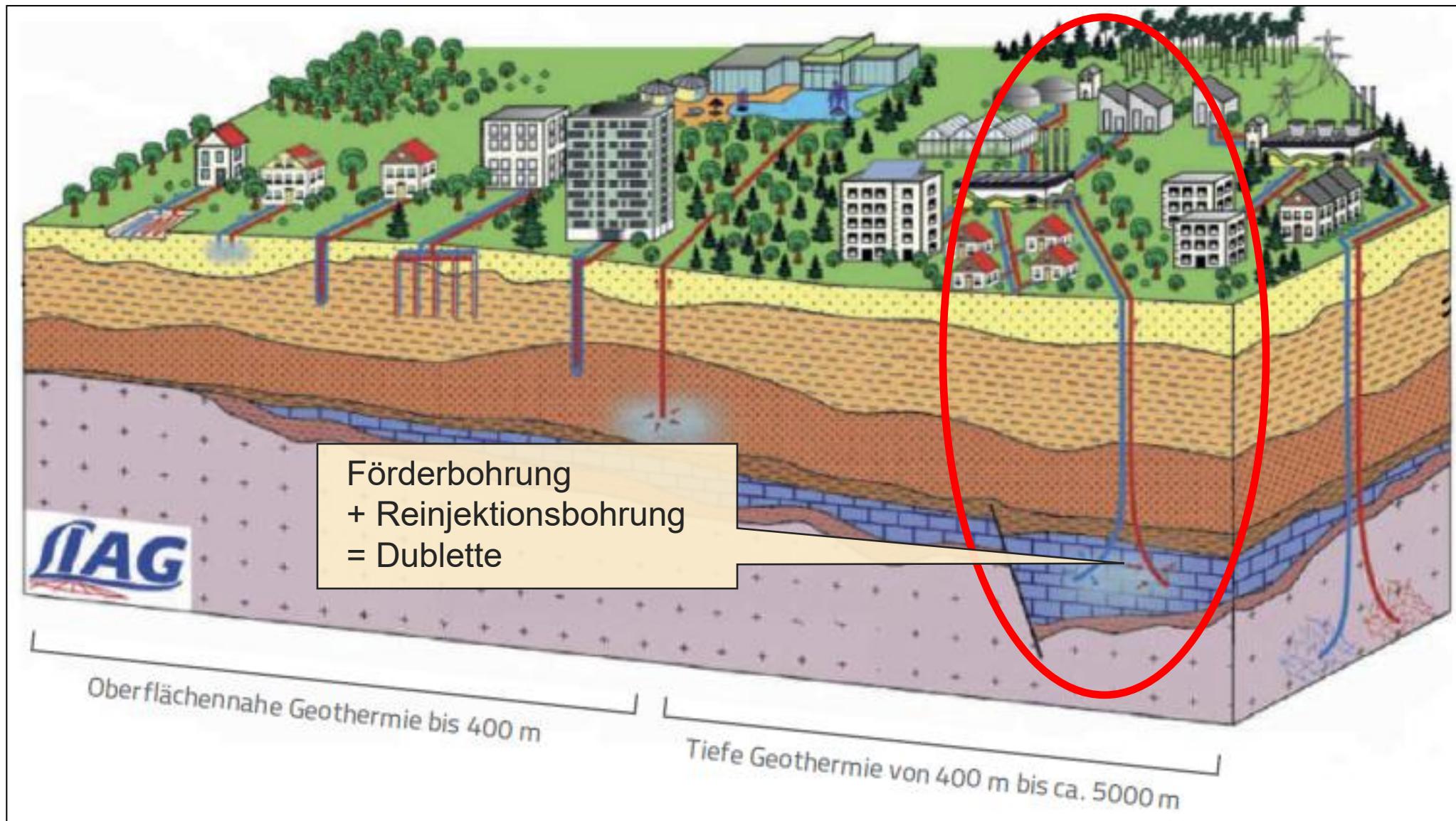
III. Einsatzmöglichkeiten der Tiefengeothermie



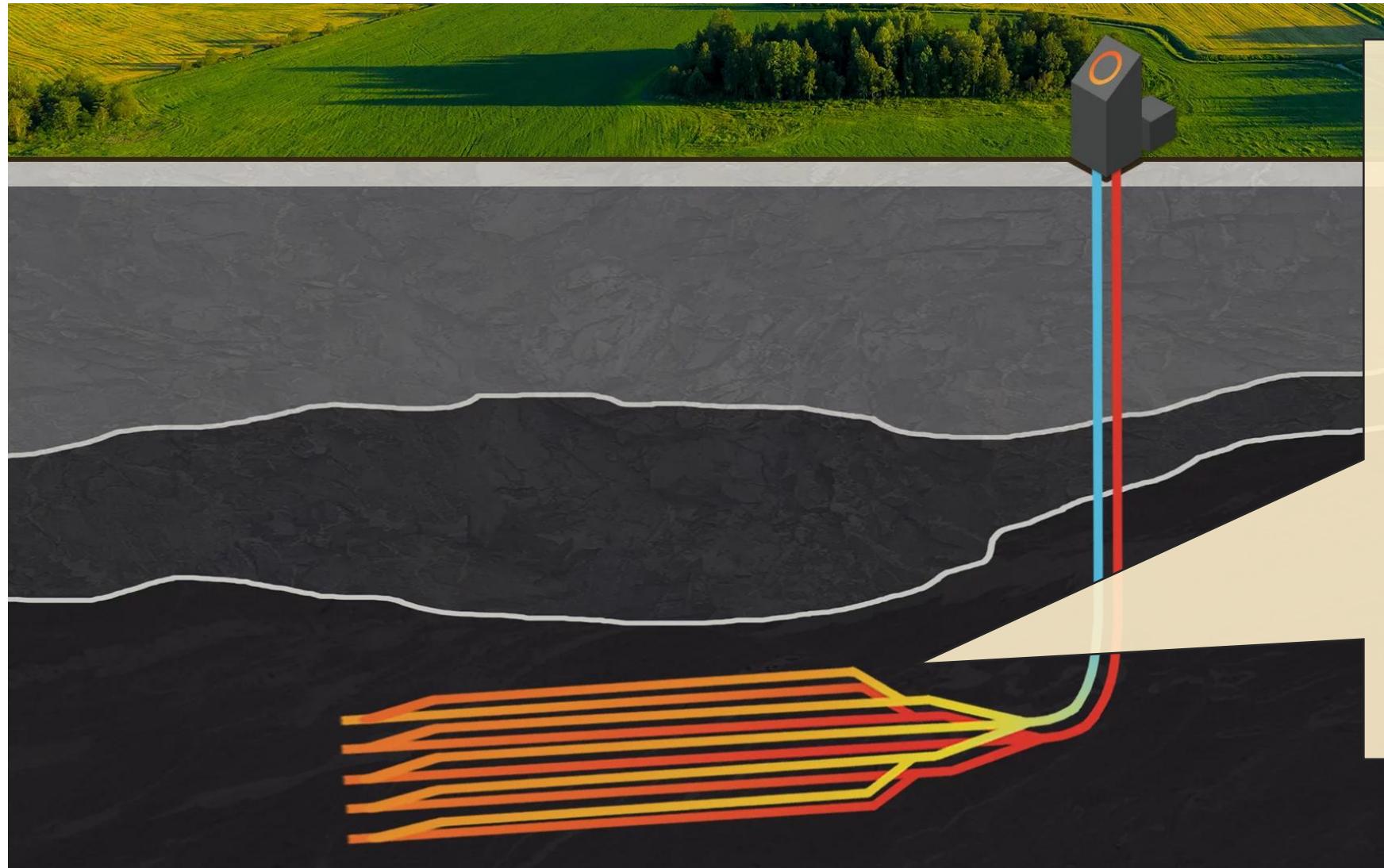
Erdwärme:

- Der Hauptanteil der an der Erdoberfläche bereitgestellten Wärme wird in der Erdkruste beim Zerfall radioaktiver Elemente gebildet.
- Ein kleinerer Anteil resultiert aus Restwärme aus der Entstehungszeit der Erde.
- Im oberflächennahen Bereich (bis ca. 20 m Tiefe) wird der Wärmehaushalt auch durch die Sonneneinstrahlung sowie durch Sicker- und Grundwasser beeinflusst.

Verfahren zur Erdwärmemenutzung - hydrothermale Dublette



Neue geschlossene Technik – der Eavor-Loop



- Künstlicher geschlossener Wärmetauscher
- Viel größerer „Durchlauferhitzer“ als bei der Erdwärmesonde
- Nicht vollständig verrohrt und zementiert
- Demonstrationsprojekt Geretsried

Hydrothermale Energiegewinnung

Nutzung von Heißwasser-Aquiferen bzw. Heißwasser-Vorkommen im tieferen Untergrund mit Temperaturen von ca. 40 bis über 150°C

Diese werden mit **zwei Bohrungen ("Doublette")** erschlossen, über die das heiße Wasser gefördert und wieder in den **Aquifer** reinjiziert wird

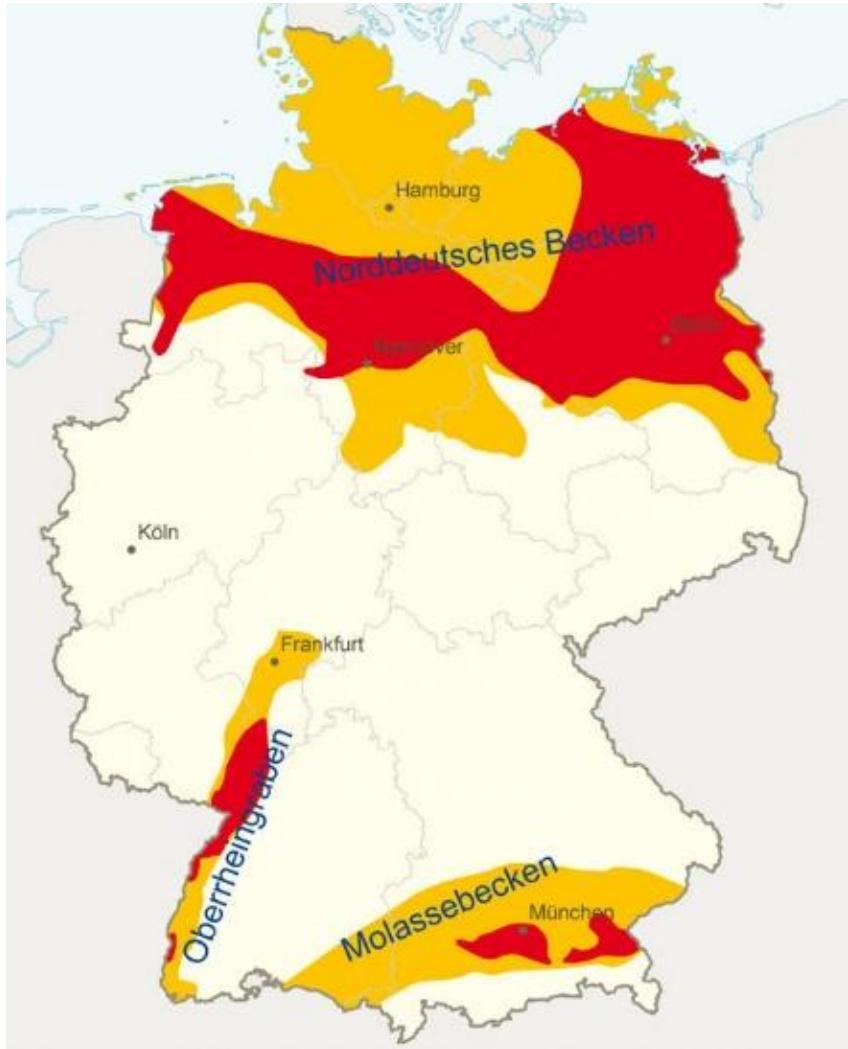
Die Wärmeenergie wird in einer **Heizzentrale** direkt über **Wärmetauscher** an den **Heiznetzkreislauf**

Falls die Temperatur nicht ausreichend hoch ist, müssen (zentrale / dezentrale) Wärmepumpen zugeschaltet werden, je nach Temperaturbedarf beim Verbraucher

Bei Temperaturen über 115°C und hohen Fördermengen ist auch eine geothermische Stromerzeugung technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll

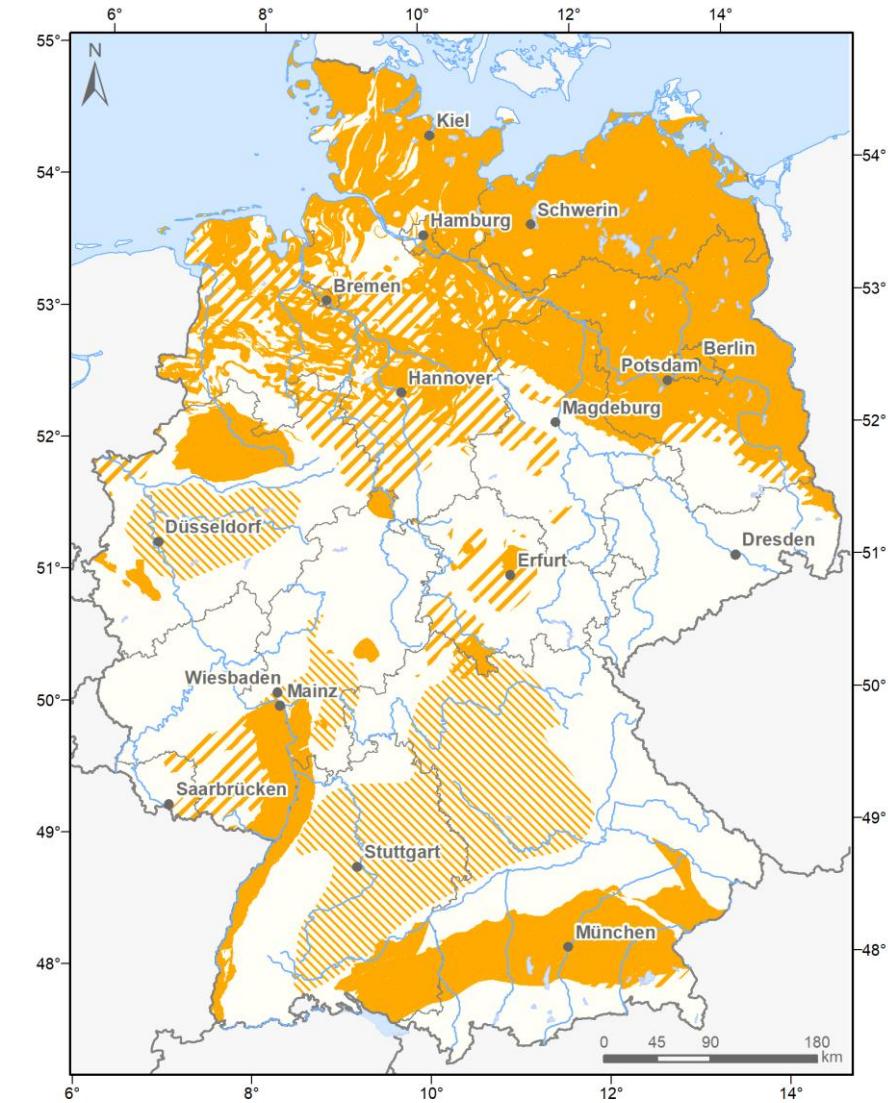
 **Hydrothermale Geothermie kann über 25% des Wärmebedarfs in Deutschland decken (Roadmap to Geothermie, Fraunhofer IEG, 2022)**

Hydrothermale Tiefengeothermie in Deutschland und Bayern



Karte: Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG)

Wissensstand li. ca. 2000 und re. 2019



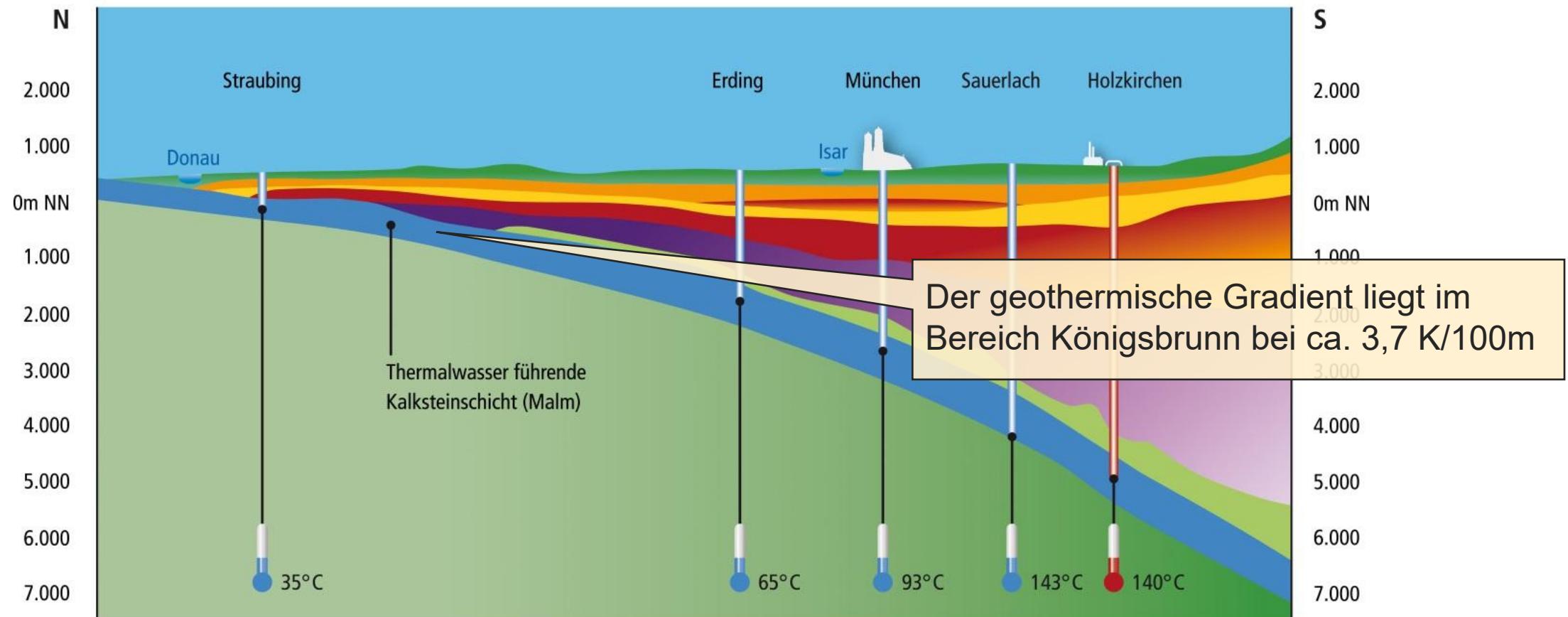
Hydrothermische Ressourcen ab 40°C

durch Daten angedeutet

geowissenschaftlich hergeleitet

untersuchungswürdig

Der Malm - Ziel der hydrothermalen Energiegewinnung in Bayern



Quelle: Hoch 3 GmbH, München

Der Malm-Aquifer fällt von Norden in Richtung Süden ab, seine Oberkante liegt bei Augsburg etwa 400 m unter NN, südlich von Schwabmünchen etwa 1.000 m unter NN

Wärmeversorgung und Stromerzeugung in Bayern

erschließbare Temperaturen im Malmkarst von 40 - 160°C bei Bohrteufen von 800 - 5.500 m über ausreichende Ergiebigkeiten von 30 - 150 l/s

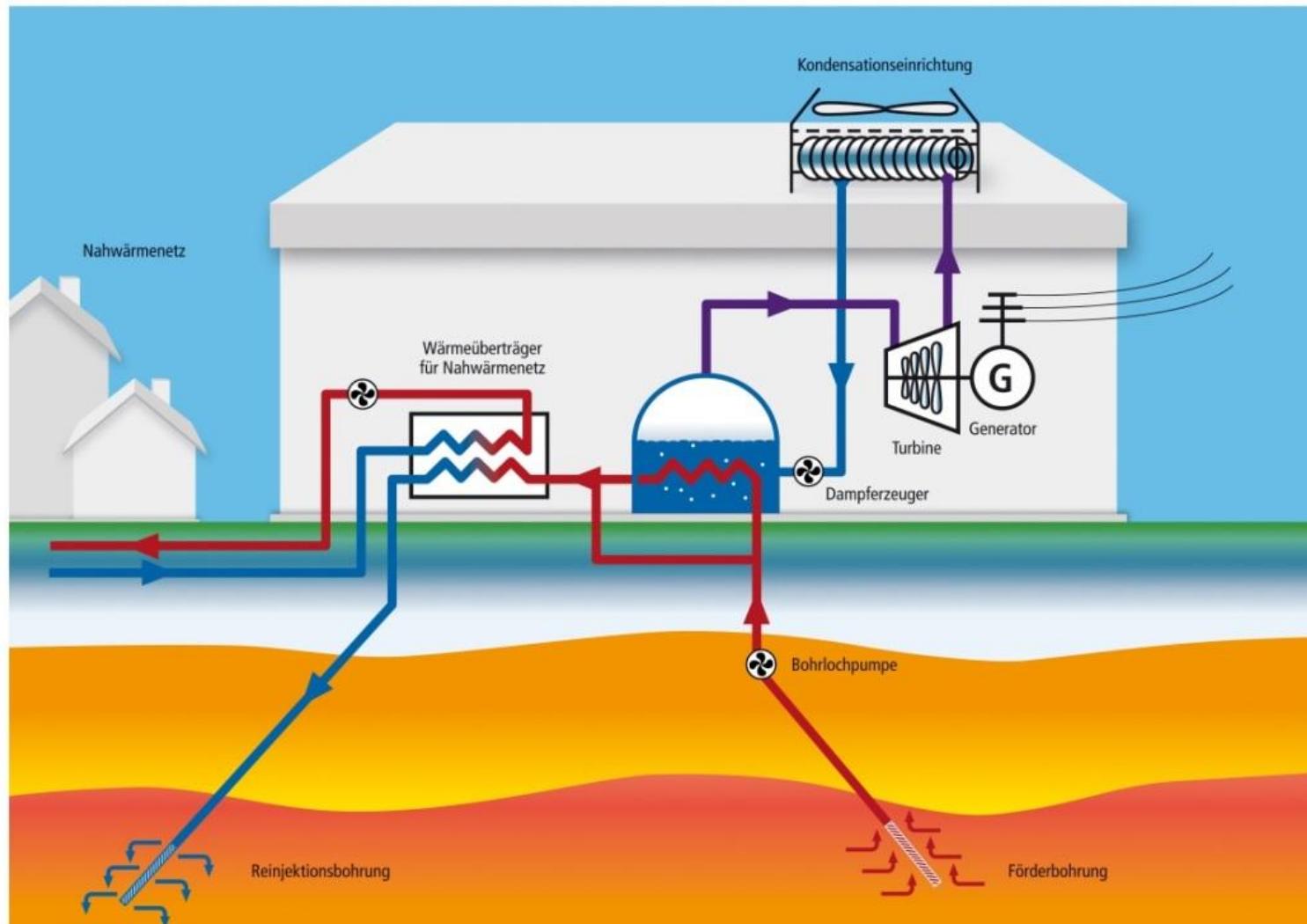
Der geothermische Gradient liegt im Durchschnitt bei ca. > 3°C/100 m,

im niederbayerisch-oberösterreichischen Molassebecken verbreitet deutlich darüber (geothermische Anomalien)

Im Bereich der geothermischen Nutzungen wurden in Bayern in den letzten 15 Jahren sogenannte hydrogeothermale Mehrfachbohrungen bzw. Doubletten und Tripletten gebaut

In Bayern sind derzeit 25 Anlagen zur Wärmeversorgung und/oder Stromerzeugung in Betrieb bzw. im Probefebetrieb

Nutzung schematisch – Wärme und Strom

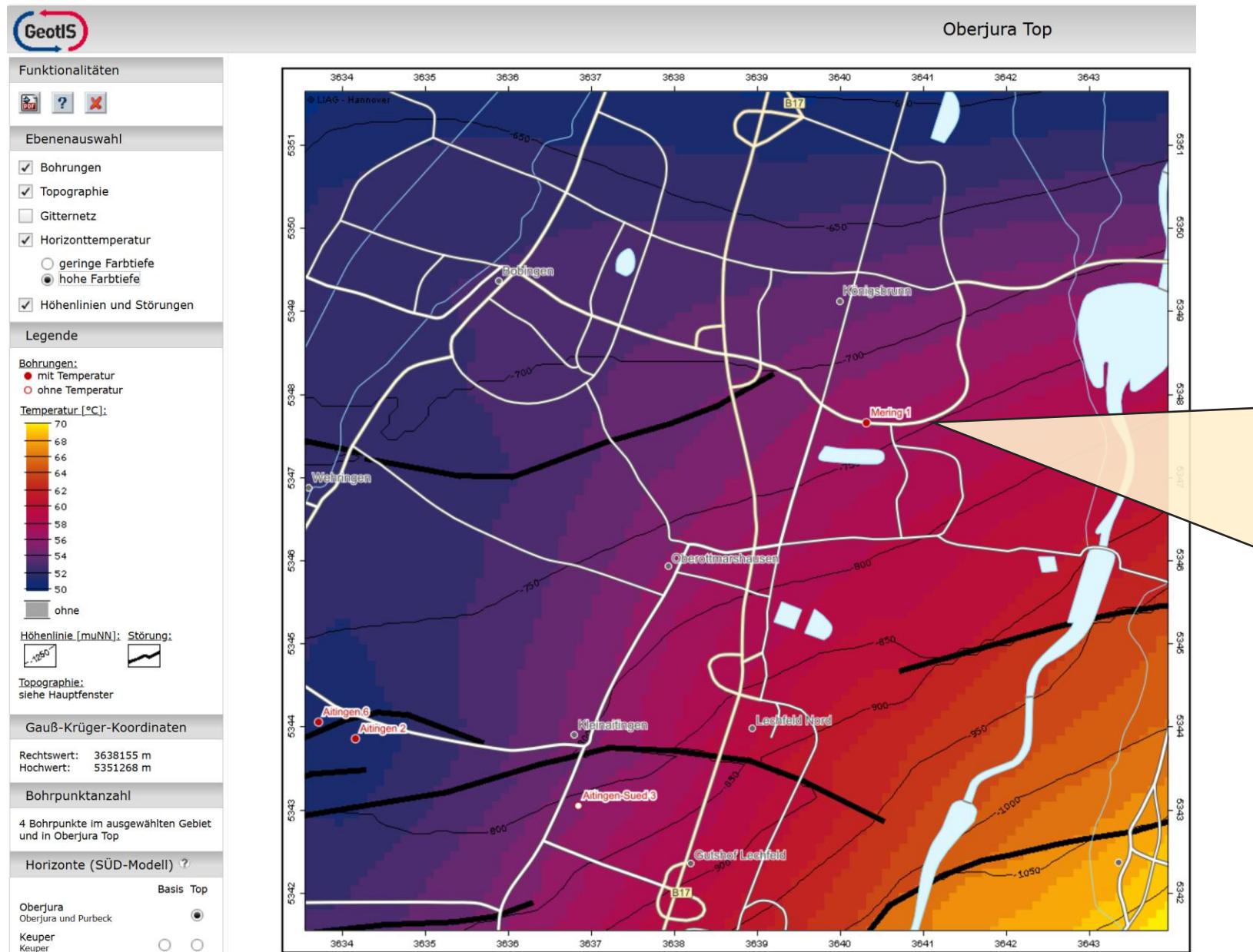


Gekoppelte Wärme- u.
Stromversorgung aus
Tiefengeothermie ist
möglich

Das geförderte
Thermalwasser gibt die
Energie im
Wärmetauscher ab und
wird zurück gepumpt

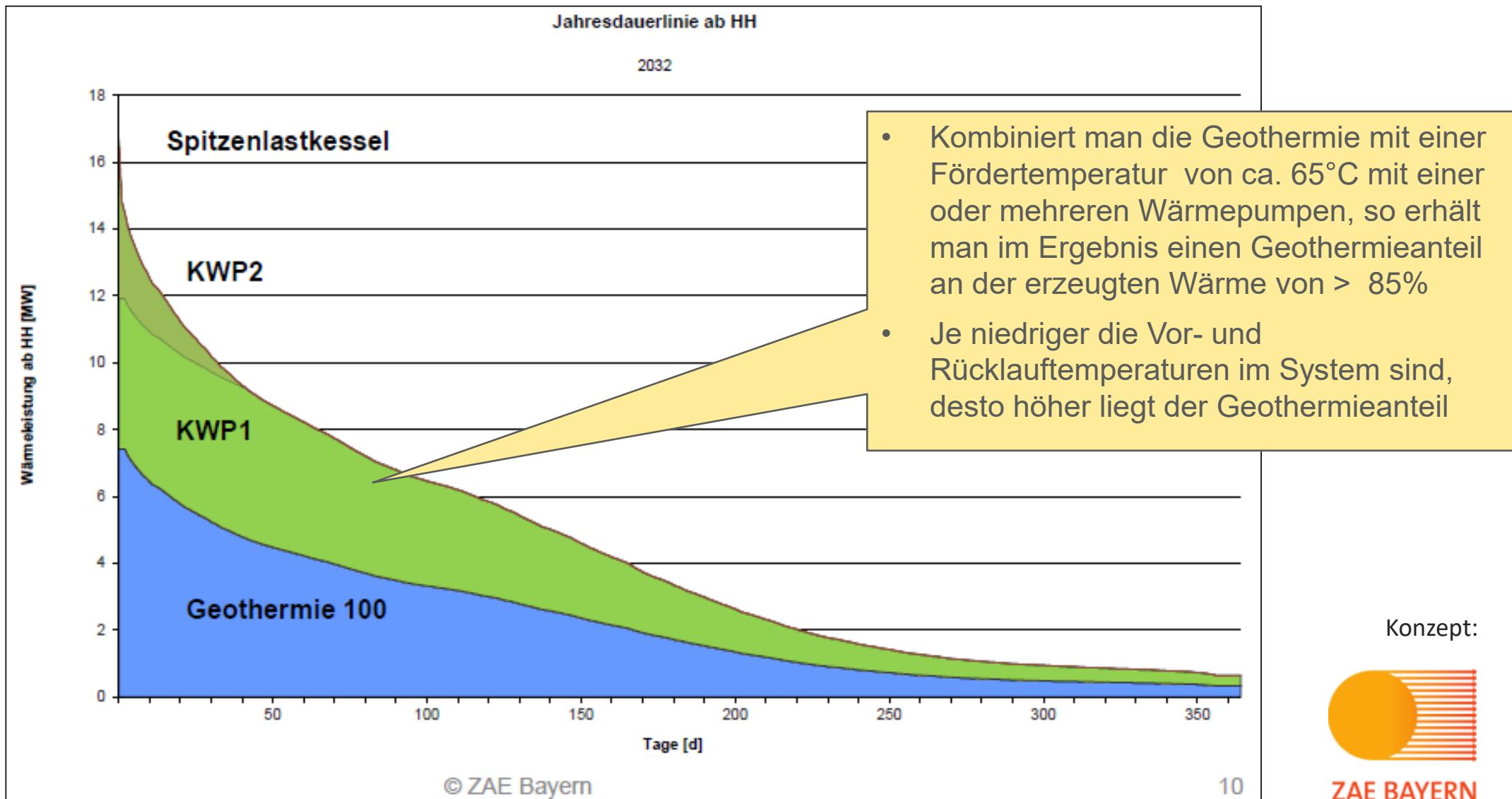
Mit der Wärme wird ein
(Fern-) Wärmesystem
beheizt und/oder ein ORC-
Kraftwerk betrieben

Temperaturen Top Malm im Lechfeld nach GeotIS



- Temperatur der Bohrung Mering 1
- (mit Lage am südlichen Ortsrand von Königsbrunn)
- ca. 56°C bei 1250 m unter GoK
- Weiter südlich bis Kaufering ca. 70°C

Beispiel Versorgungskonzept: 38 GWh Absatz, 65°C Geothermie



Projektbeispiele Bayern und Deutschland

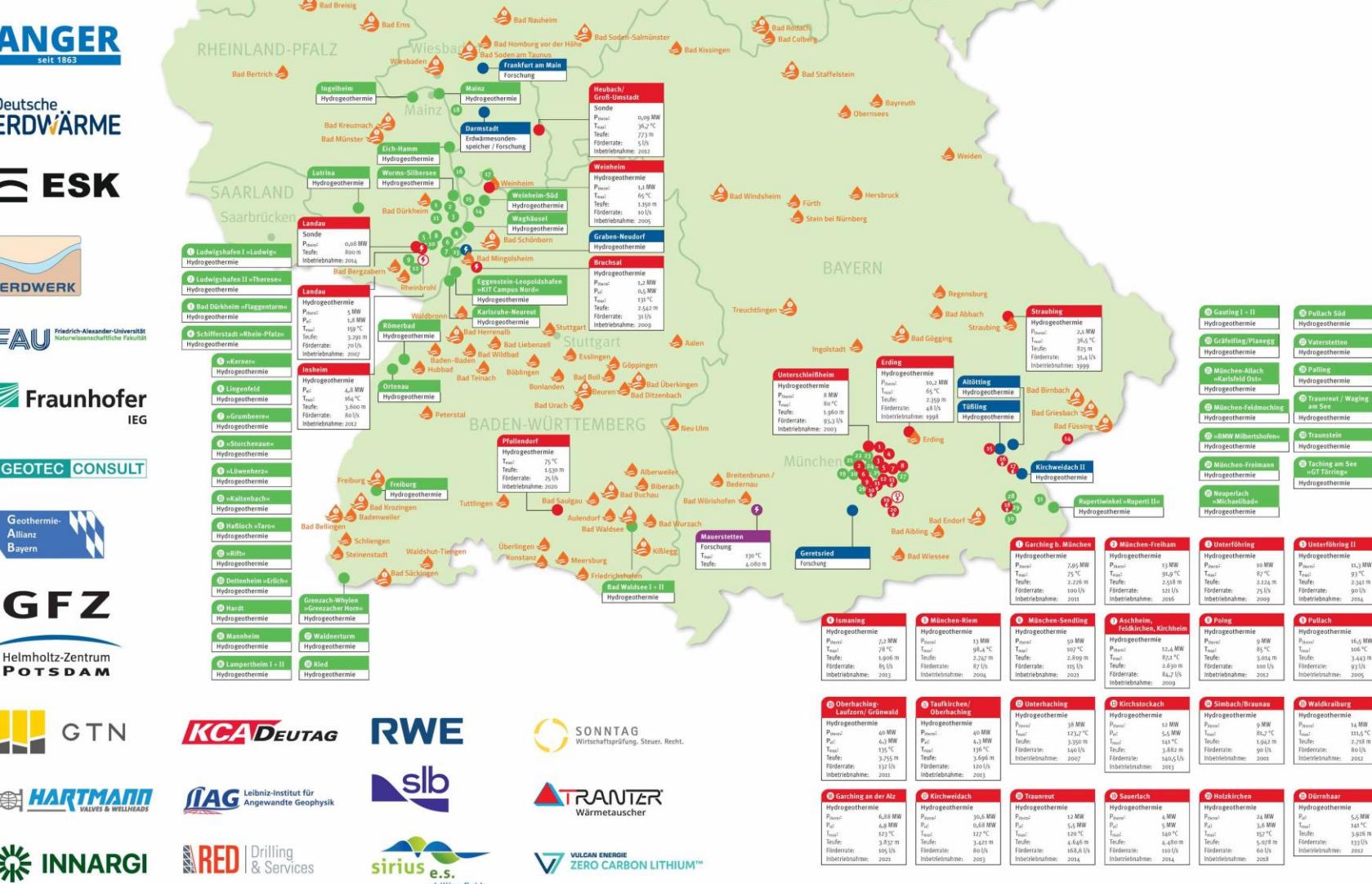


Bundesverband
Geothermie

www.geothermie.de

Tiefe Geothermie in Deutschland 2023/24





Alt und Neu - Heizkraftwerk Süd neben Geothermiebohrung in München



Bild: Stadtwerke München

Alt und Neu – Die neue geothermische Energiezentrale



Quelle: Bundesverband Geothermie 2022



Bilder: Reif



Bild:

Reif



Bild:

Reif



Bild:

Reif





Bilder: Reif



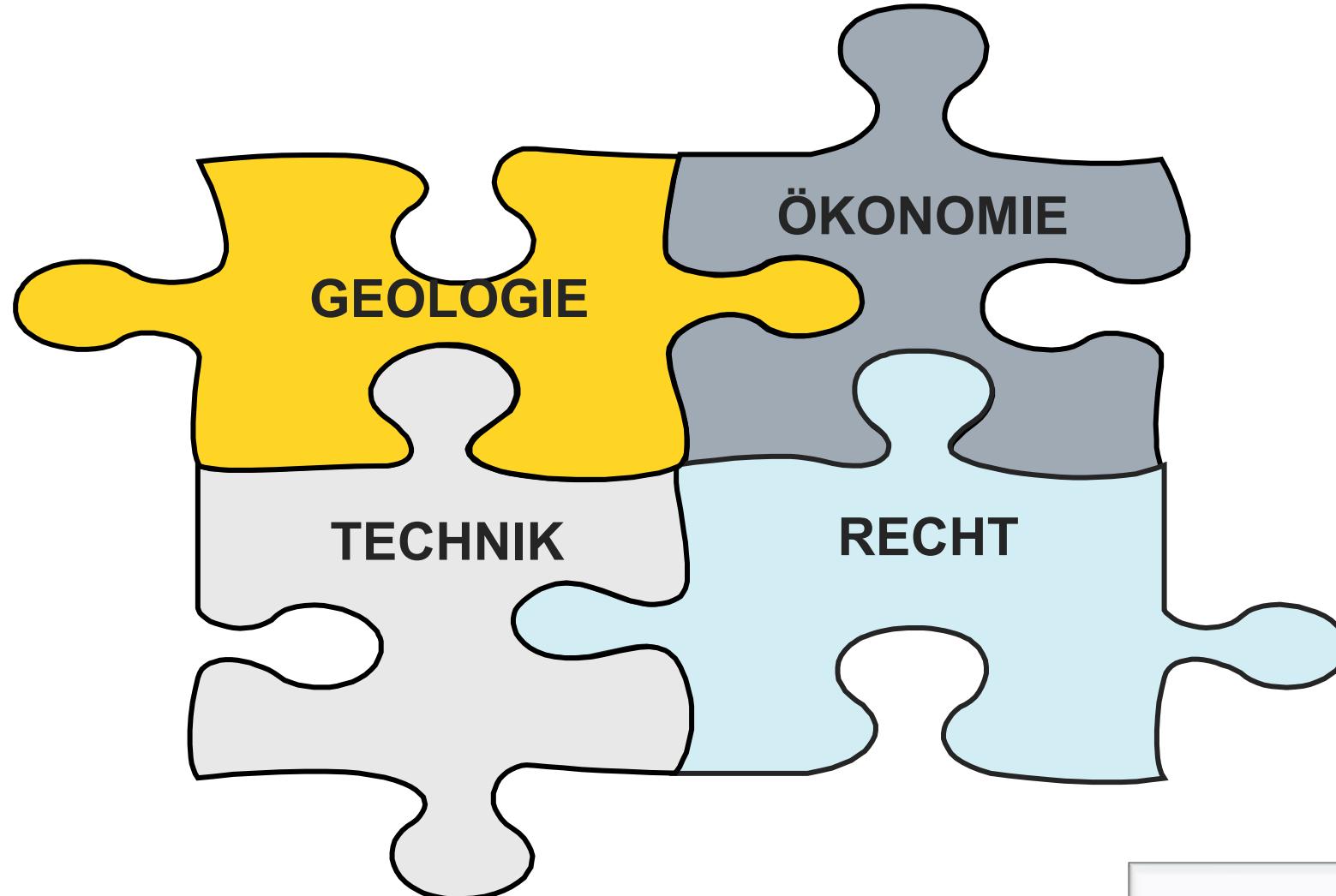
Bilder: Reif

In der Energiezentrale:

Wärmetauscher und Anlagensteuerung

Geothermisch beheizte Weißwurstkochstelle (Herdplatte)

IV. Financial Modeling in der FernwärmeverSORGUNG

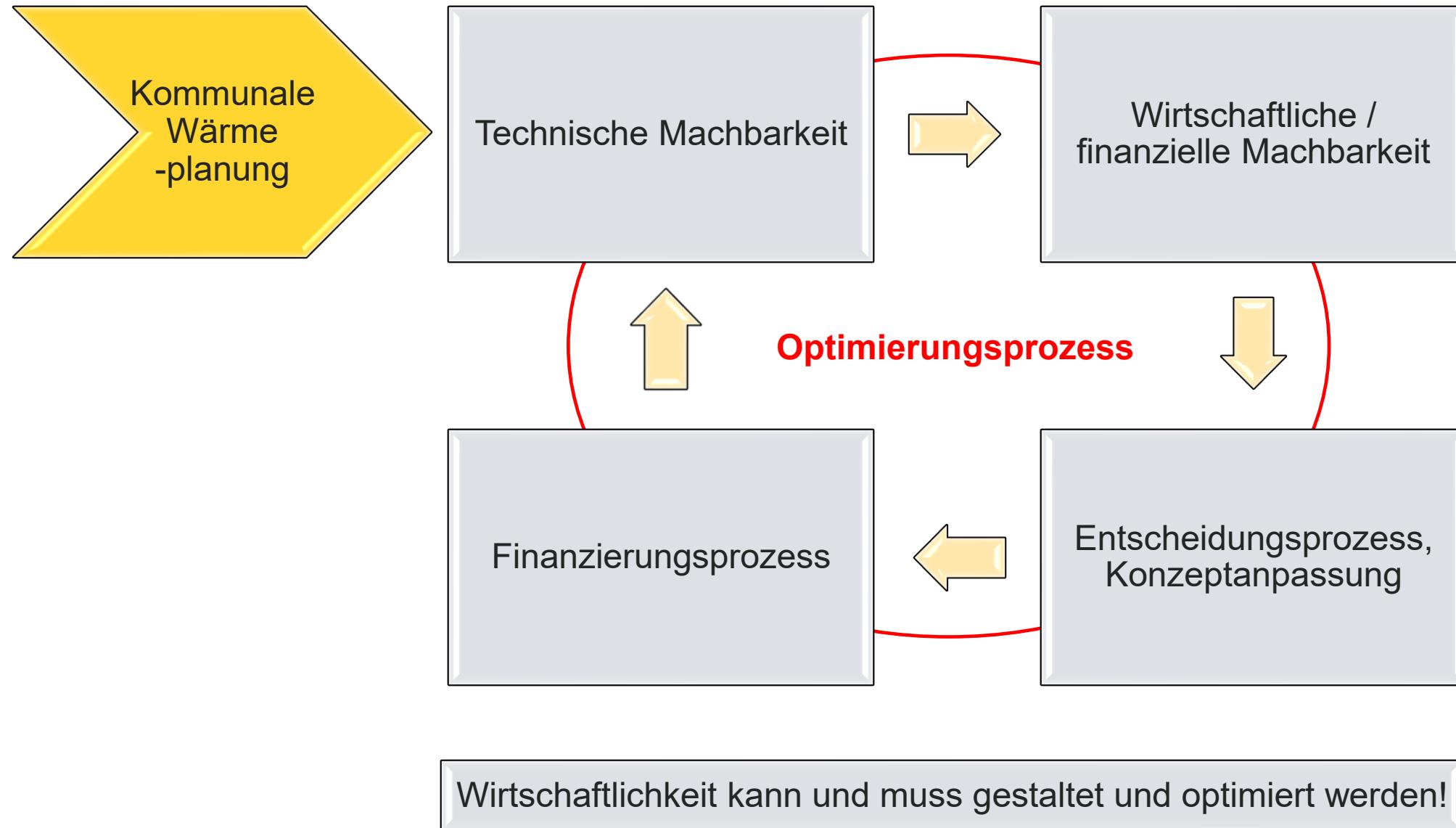


- Das Gesamtprojekt verstehen
- Die Wechselwirkungen zwischen den Disziplinen abbilden
- Parametervariationen simulieren

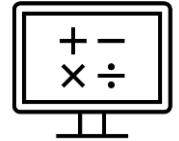


Projektbeurteilung / Maßnahmenvorschläge

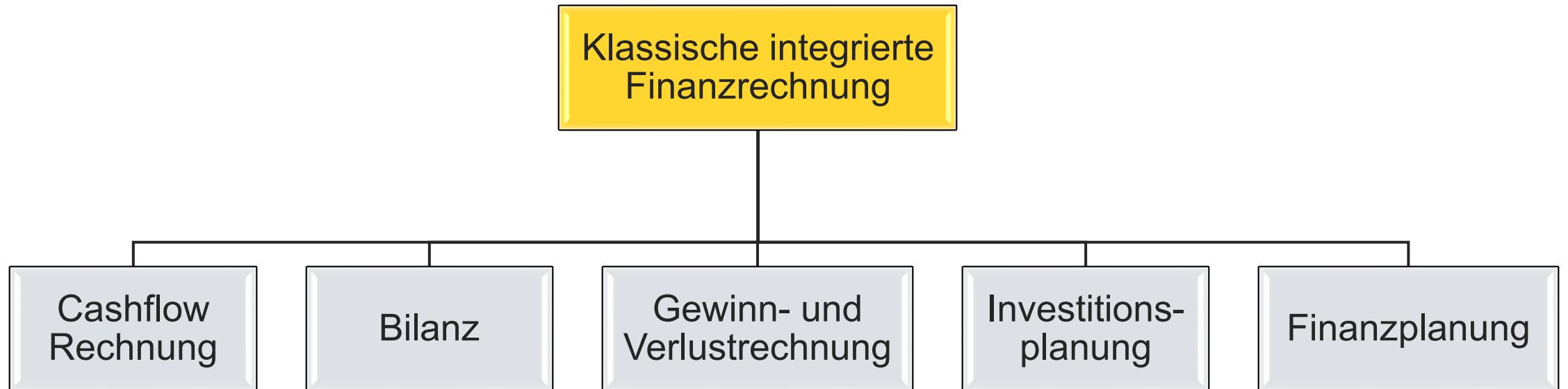
Financial Modeling und Finanzierung als (Gestaltungs-)Prozess



Integriertes Finanzmodell für das Projekt

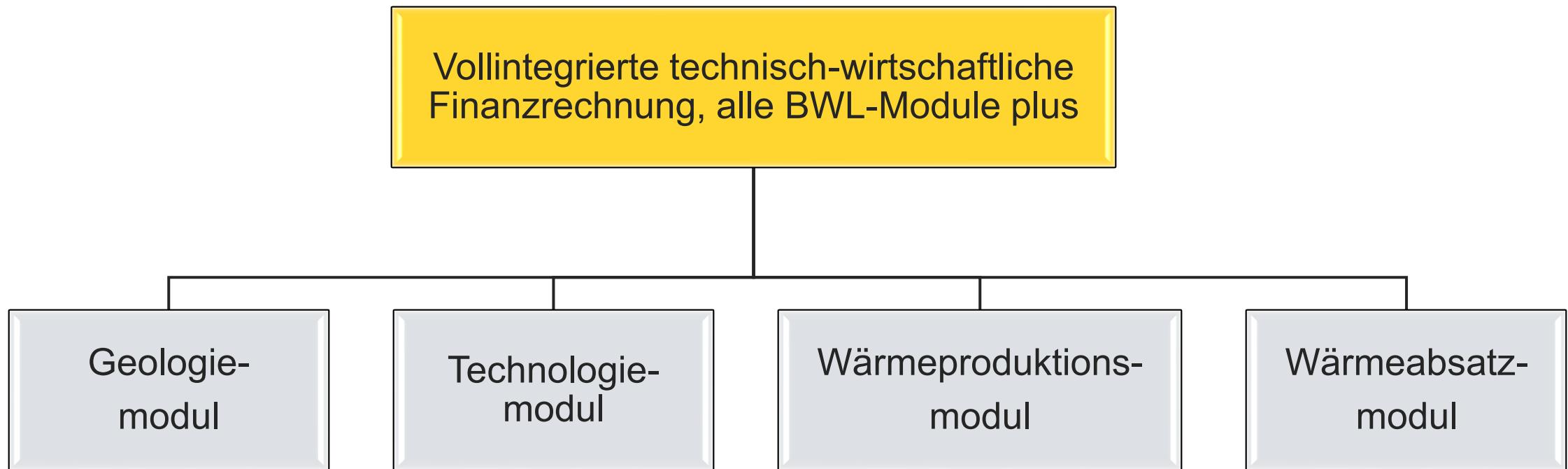
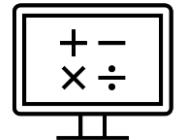


Belastbares und stressfestes Finanzmodell als Instrument der Wirtschaftlichkeitsprüfung



- Die integrierte Rechnung sichert die Geschlossenheit der Finanzströme und die Widerspruchsfreiheit der Rechnungen
- Alle gängigen Betriebswirtschaftlichen Kennzahlen lassen sich ableiten bzw. prüfen

Technisch-wirtschaftlich integriertes Finanzmodell

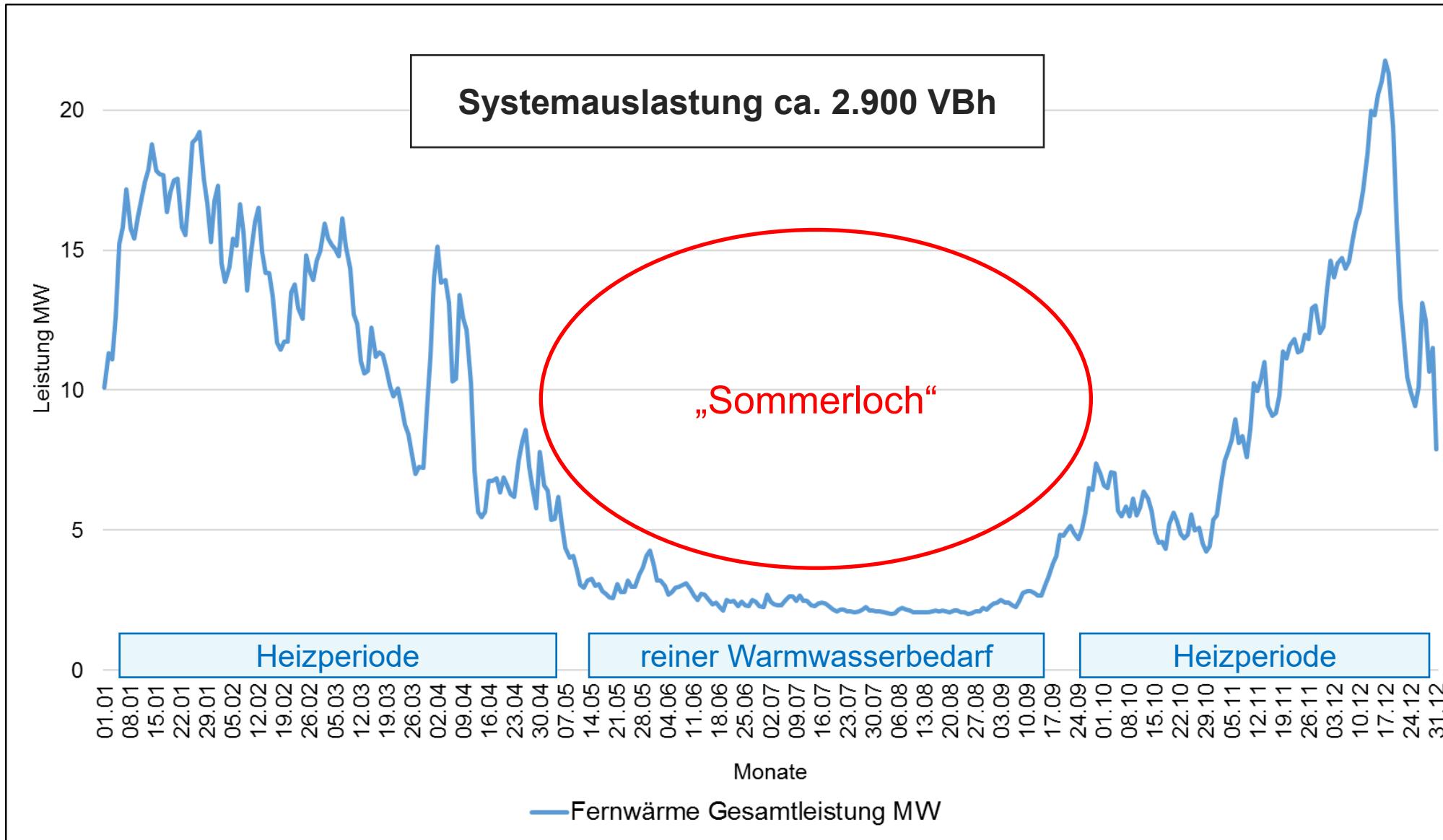


- Rechtfertigung und Bandbreite der Eingangsparameter
- Risikoanalyse: Szenario- und Sensitivitätsanalysen, Stress-Tests
- Zielgrößen: Internal Rate of Return (IRR), Schuldendienstdeckungsgrad (DSCR) etc.

Financial Model - „Stellschrauben“

| Geothermieprojekt Norddeutsches Becken - "Stellschrauben" - Übersicht | | | | |
|--|--|--|---|----------------------|
| Projektkonzept | | | | |
| <input checked="" type="checkbox"/> WÄRME-Projekt | | | | |
| <input type="checkbox"/> KWK-Projekt | ORC-Stromprozess nur bei Horizont Detfurth (128°C)! | | | |
| Zeitplan | 2023 | Beginn Wärmelieferung zum Jahresende des Betriebsstartjahres | | j |
| Projektstartjahr (= Planung) | 2026 | | | |
| Betriebsstartjahr/Beginn Wärmelieferung Jahresende | 4 | | | Beginn Afa 2027 |
| Bauphasendauer Jahre | | | | |
| Geologie / Technik | | | | |
| Salinität % | 25% | ◀ | ▶ | 25% |
| Schüttung l/s | 30 | ◀ | ▶ | 30 |
| Temperatur Bohrlochkopf °C; (max. 160 °C wg. Salinität!) | 128 | ◀ | ▶ | 128 |
| Rücklauftemperatur Bohrloch °C | 60 | ◀ | ▶ | |
| nachrichtlich: Leistung Dublette kW | 7.329 | ◀ | ▶ | |
| Temperaturverlust PWT °C | 2 | ◀ | ▶ | |
| ORC-Wirkungsgrad | 8% | ◀ | ▶ | vorsichtig geschätzt |
| Schwachlastgrenze ORC in % | 25% | ◀ | ▶ | 25% |
| Eigenstromverbrauch Kraftwerk | 20,00% | ◀ | ▶ | |
| Einsatz von BHKW | j | JA / NEIN | | |
| Leistung BHKW kWth | 600 | ◀ | ▶ | |
| Leistung BHKW kWel | 600 | ◀ | ▶ | |
| Preise netto, Preisbasis = 2023 | | | | |
| Wärmemischpreis an Kunden in €/MWh | 120,00 | ◀ | ▶ | 90,00 |
| genutztes Wertschöpfungspotential CO ₂ Bepreisung (in % p.a.) | 0,00% | ◀ | ▶ | 0,00% |
| Gaspreis in €/MWh | 70,00 | ◀ | ▶ | 70,00 |
| Strom AP, EEG, KWKG, Energiepreis in €/MWh | 150,00 | ◀ | ▶ | 200,00 |
| Strompreis Börse (Verkauf) in €/MWh | 100,00 | ◀ | ▶ | 100,00 |
| Einspeisevergütung Geothermie in €/MWh | 252,00 | ◀ | ▶ | 252,00 |
| Degression EEG Vergütung p.a. | 0,50% | 2024 | ◀ | 5,00% |
| Geothermiestromerlös nach Börsenpreis ab dem Jahr | 2047 | => Ablauf EEG | ◀ | ▶ |

Wärmebedarf - „Badewannenkurve“ und Systemauslastung

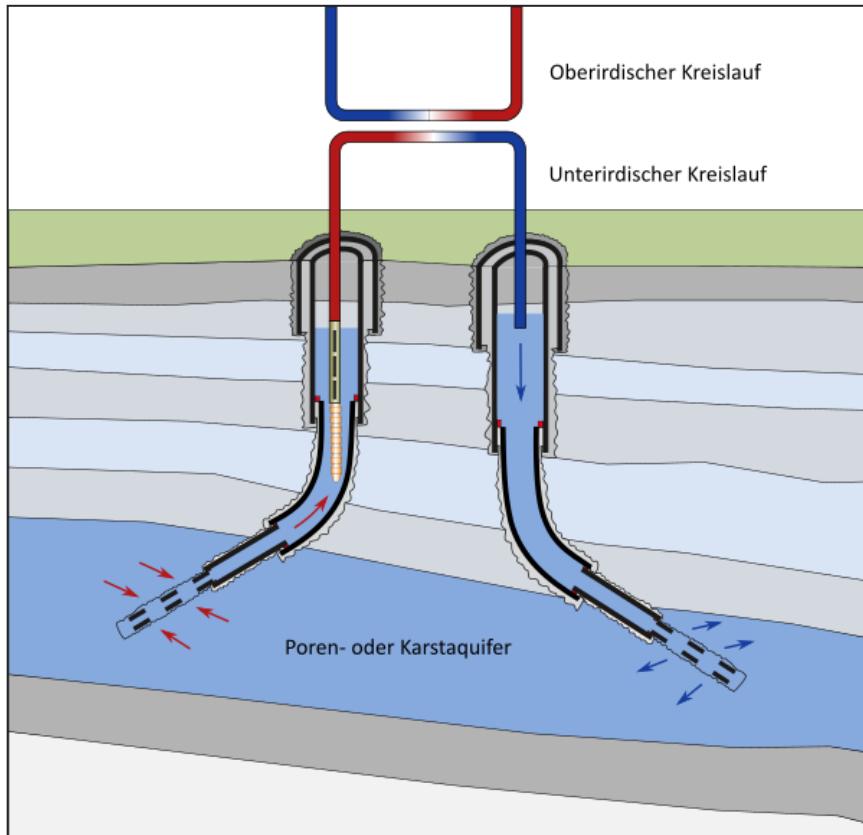


Wirtschaftlichkeit und Kapitalkosten - die Auslastung zählt

Geothermie = Heizen mit Kapital (Bohrinvestitionen) statt Brennstoff

... und etwas Strom für den Betrieb der Förderpumpen

→ sehr hoher COP, abhängig von der Fördertemperatur (Pumpenleistung vs. thermische Leistung Dublette)



Quelle: <https://geothermie-allianz.de>

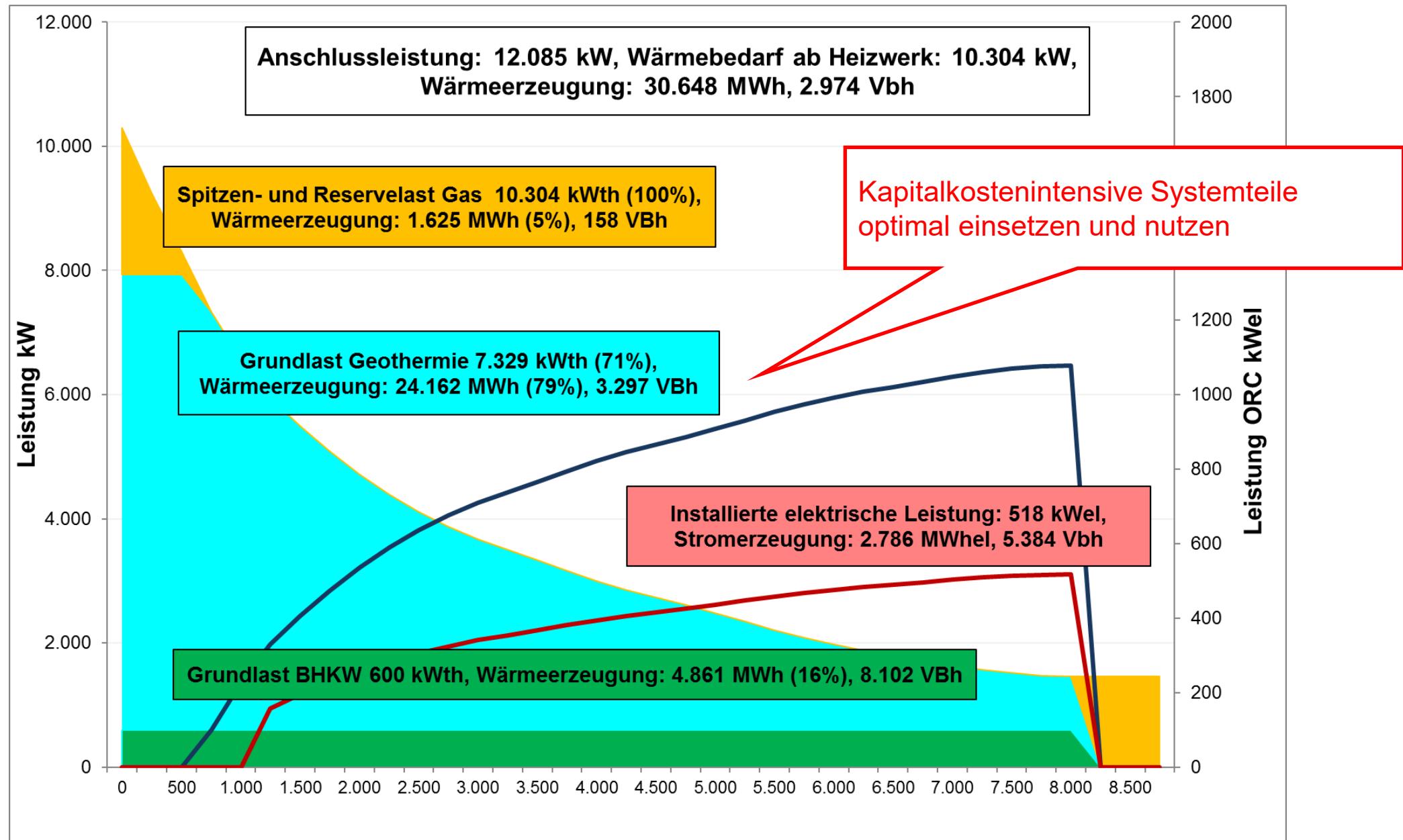
Top-COP

Aus 1 MWh Strom
werden im Geothermie -
Heizwerk 20 bis 40
MWh Wärme

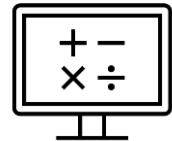


Quelle: <https://waermewende-durch-geothermie.de>

Erzeugungseffizienz - Jahresdauerlinie (JDL) mit ORC-Kraftwerk



Das Sommerloch vermeiden!



Kombination von Wärmeversorgung und Stromerzeugung

- Beide Nutzungsarten konkurrieren um dasselbe thermische Potential
- Bedarf tendenziell jeweils im Winter besonders groß

Deckung von Kältebedarf

- Lieferung von Fernkälte (eigenes Netz erforderlich)
- Lieferung von Fernwärme zum Antrieb von Kältemaschinen

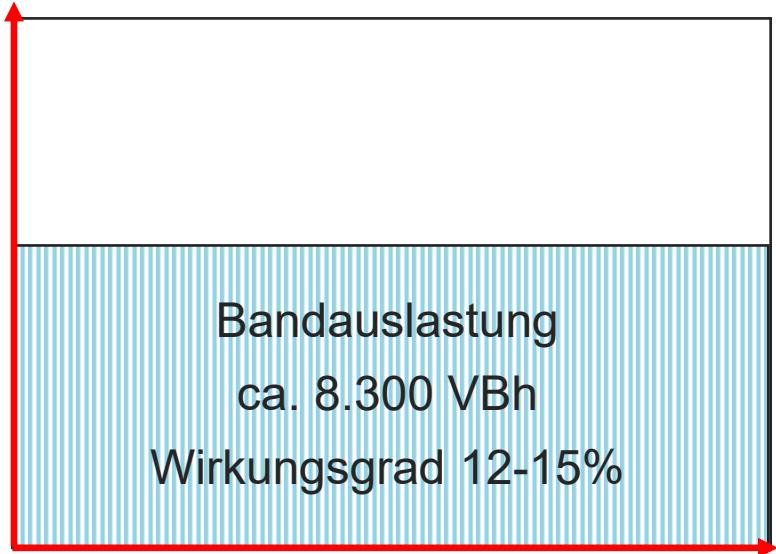
Saisonale Wärmespeicher

- Technisch / wirtschaftlich herausfordernd → Zukunftsthema



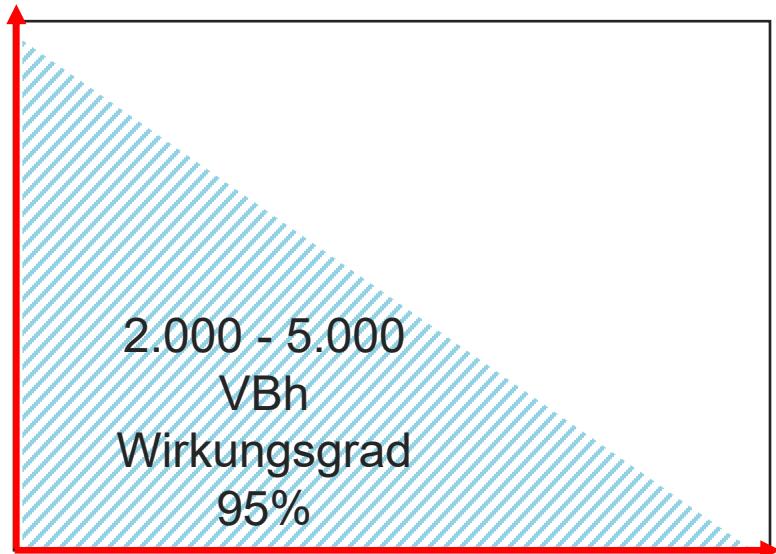
Die Systemoptimierung bei der Nutzung einer oder mehrerer geothermischer Dubletten ist die große Herausforderung zur Optimierung der Projektwirtschaftlichkeit

Wertschöpfung Wärme vs. Strom - das Sommerloch vermeiden!



- Der **Stromumsatz** wird aus den festen Einspeisevergütungssätzen (subventioniert) nach EEG in Höhe von 252,00 EUR/MWh und dem gesicherten Stromabsatz erzielt
- Ein Kraftwerk nutzt Bohrungen und läuft bis zu 8.300 Betriebsstunden im Jahr unter Vollast bei einem Wirkungsgrad von ca. 12 -15%.

- Sehr gute Systemauslastung
- Wertschöpfung ca. 32 - 38 EUR/MWh
- Wertschöpfung konstant
- Umsatz ca. 300 TEUR/MW p.a.
- Aber: hohe Kraftwerksinvestition nötig

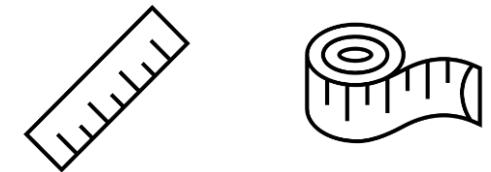


- Der **Wärmeumsatz** ist Produkt von Wärmemenge und Wärmepreis.
- Vereinbarter Wettbewerbsfähiger Wärmepreis (marktabhängig) ab der Energiezentrale ca. 50 EUR/MWh.
- Zur Wärmeversorgung werden Bohrungen nur 2.000 - 5.000 Stunden im Jahr bei einem Wirkungsgrad von ca. 95% voll genutzt (VBh).

- Meist gute bis mäßige Systemauslastung
- Wertschöpfung ca. 50 EUR/MWh
- Wertschöpfung steigend
- Umsatz ca. 100 - 250 TEUR/MW p.a.
- Investition nur in Energiezentrale nötig

Wirtschaftlichkeit und Absatzdichte (Liniendichte)

- Wirtschaftlichkeit optimal beim **kurzen Netz** und **vielen Anschlüssen**



Richtwert 1: Wirtschaftlichkeit möglich ab ca. 1 kW / Trassen-m

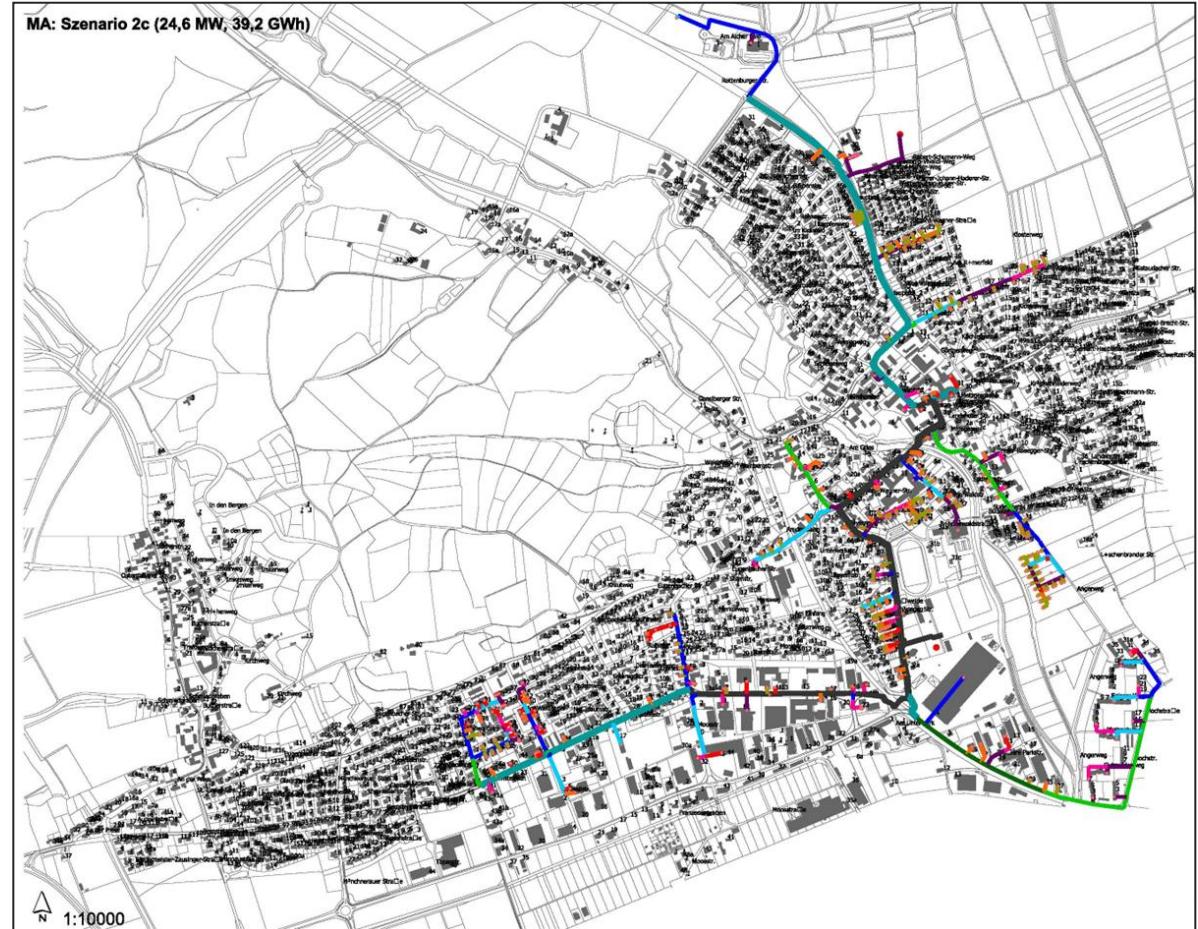
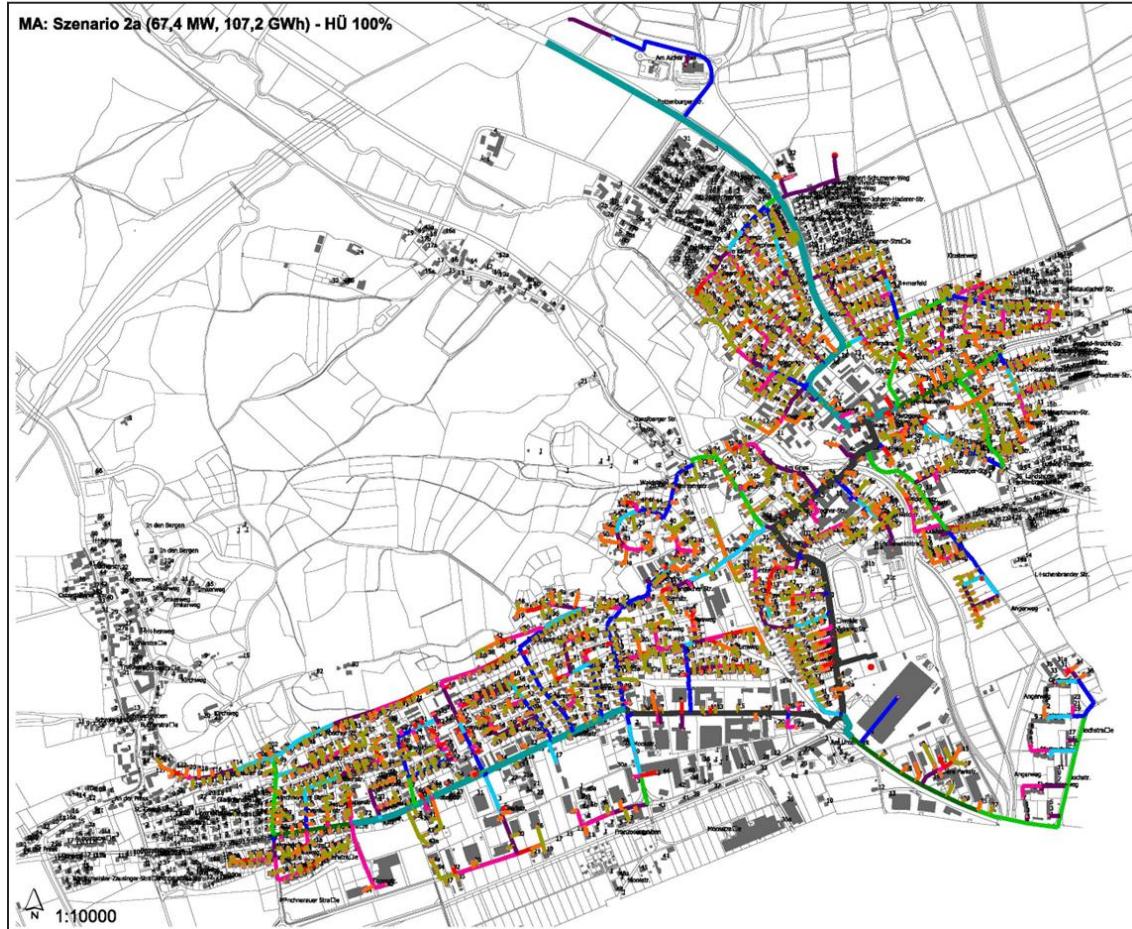
Richtwert 2: Wirtschaftlichkeit möglich ab ca. 1,5 MWh / Trassen-m

- Die Liniendichte ist nur ein sehr grober Indikator für Netzwirtschaftlichkeit (Faustformel)
- Ungünstige Netzstrukturen können durch günstige Wärmegestehungskosten kompensiert werden und umgekehrt
- Projektbeispiele:



| Versorgungsstruktur | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 | P6 | P7 | P8 | P9 | Ø |
|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Einwohner der Kommune | 10.000 | 30.000 | 10.000 | 15.000 | 15.000 | 40.000 | 12.000 | 13.000 | 13.000 | 17.556 |
| Absatz kW / Trassen-m | 0,63 | 0,93 | 1,80 | 1,39 | 2,08 | 0,92 | 1,09 | 1,56 | 0,55 | 1,22 |
| Absatz MWh / Trassen-m | 1,38 | 1,41 | 3,11 | 2,48 | 3,13 | 1,69 | 1,74 | 2,38 | 0,99 | 2,03 |

Netzstruktur Beispiel bayerische Gemeinde



Quelle: ZAE Bayern

107 GWh Absatz

43 Mio. Euro Netzkosten → 0,4 Mio. Euro / GWh

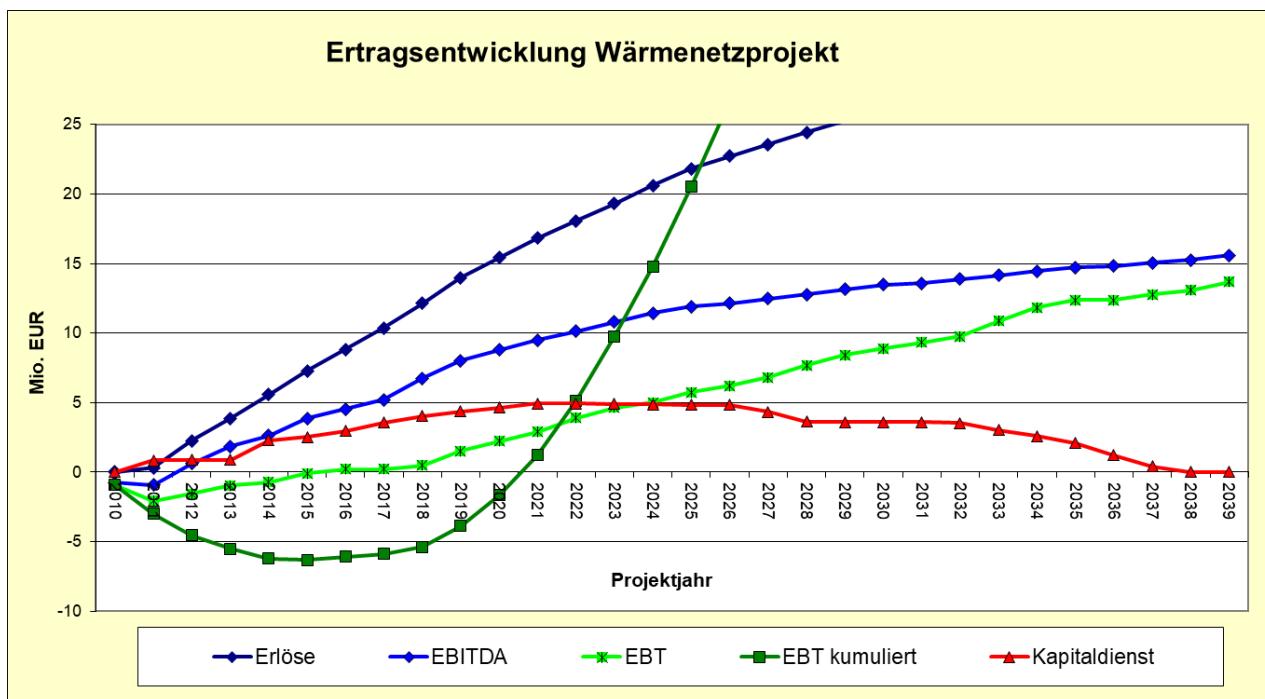
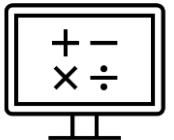
39 GWh Absatz

11 Mio. Euro Netzkosten → 0,28 Mio. Euro / GWh

→ Welcher Netzausbau ist wirtschaftlich? Dabei geht es auch um die Auslastung der Bohrungen.

IRR im Wärmenetzprojekt - der Faktor Zeit / das Tal der Tränen

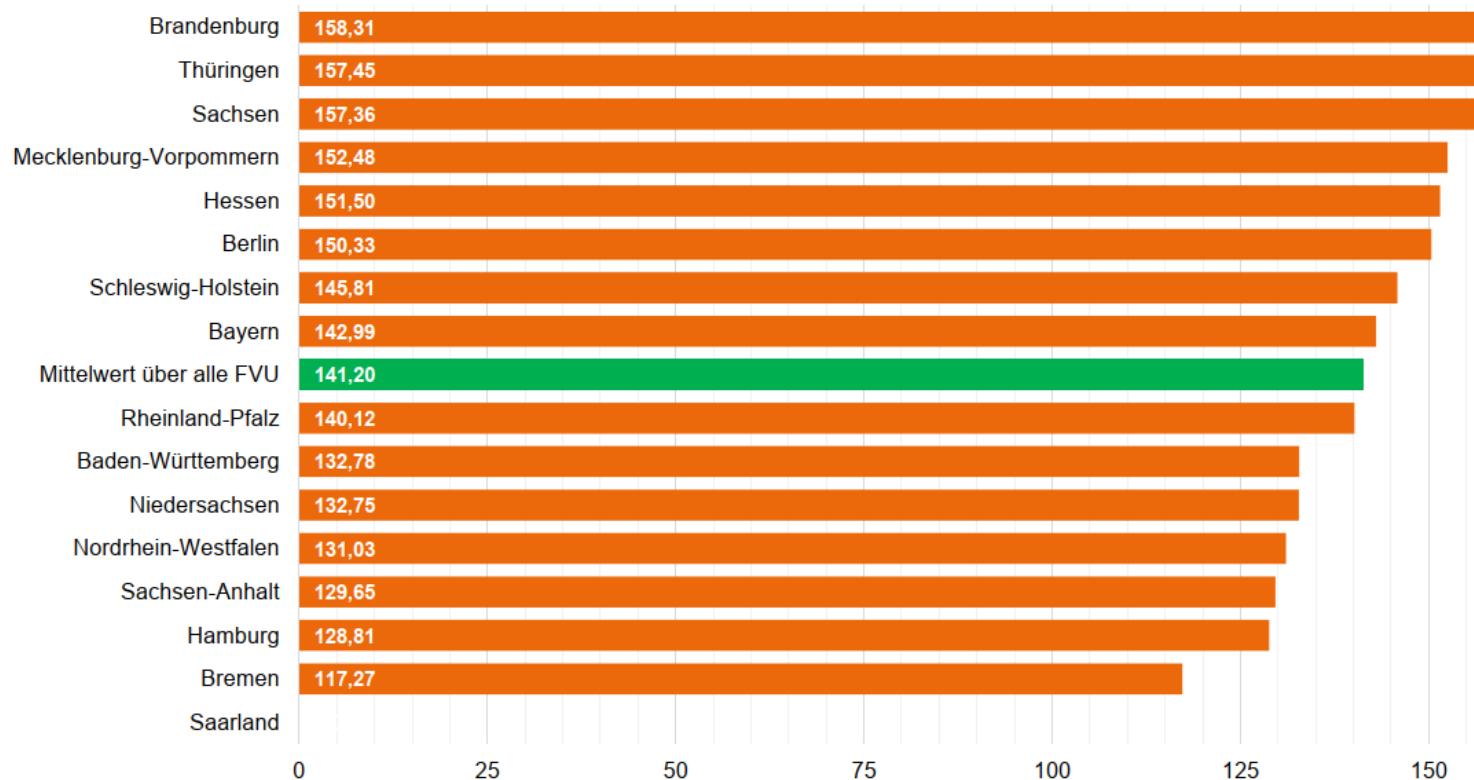
| | Jahr 1 | Jahr 2 | Jahr 3 | Jahr 4 | Jahr 5 | Jahr 6 | Jahr 7 | Jahr 8 | ... |
|---------------|-------------|----------|----------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----|
| Investitionen | -10.000.000 | | | | | | | | |
| EBITDA | | -500.000 | -200.000 | -50.000 | 300.000 | 500.000 | 1.000.000 | 1.500.000 | ... |
| Zahlungssaldo | -10.000.000 | -500.000 | -200.000 | -50.000 | 300.000 | 500.000 | 1.000.000 | 1.500.000 | ... |
| IRR | =IKV(B4:I4) | | | | | | | | |



- Der IRR von neuen Wärmenetzprojekten beträgt wegen der hohen Anfangsinvestitionen meist nur **2 bis 7%**
- Reicht das zur Deckung der Kapitalkosten?**
- Existiert ein Netz, das transformiert und ausgebaut werden kann, verbessert das den IRR

Netz(aus)bau beschleunigen !

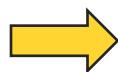
Wirtschaftlichkeit (IRR) und Umsatzerlöse - die Preisgrenze



Der durchschnittliche
Wärmemischpreis
aller Bundesländer im
Abnahmefall 160 kW
und 1.800 Vbh
liegt im Jahr 2024 bei

141,20 EUR/MWh
(netto)

Wie belastbar ist die Wärmemengenplanung?



Und was wollen / sollen die Bürger im Projekt zahlen?

Bild: AGFW, Fernwärmepreisübersicht April 2024

Finanzierung der Wärmewende

Die Herausforderungen bei der Finanzierung

- Wieviel Eigenkapital als Risikokapital (und Reserve) ist beim Betreiber nötig, um das Projekt umzusetzen?
- Wie motiviert man bzw. findet man Banken als Darlehensgeber, den Restbedarf zu finanzieren?
- Wie stellt man die nötigen Sicherheiten?
- Welche Rolle können Fördermittel spielen?

→ Diese Fragen gelten für alle Wärme(netz)projekte



Bild: Thomas Reif

Finanzierungsbausteine

Finanzierung

Eigenkapital
durch Betreiber

Fremdkapital

Bank- bzw.
durchgeleitete
Förderdarlehen

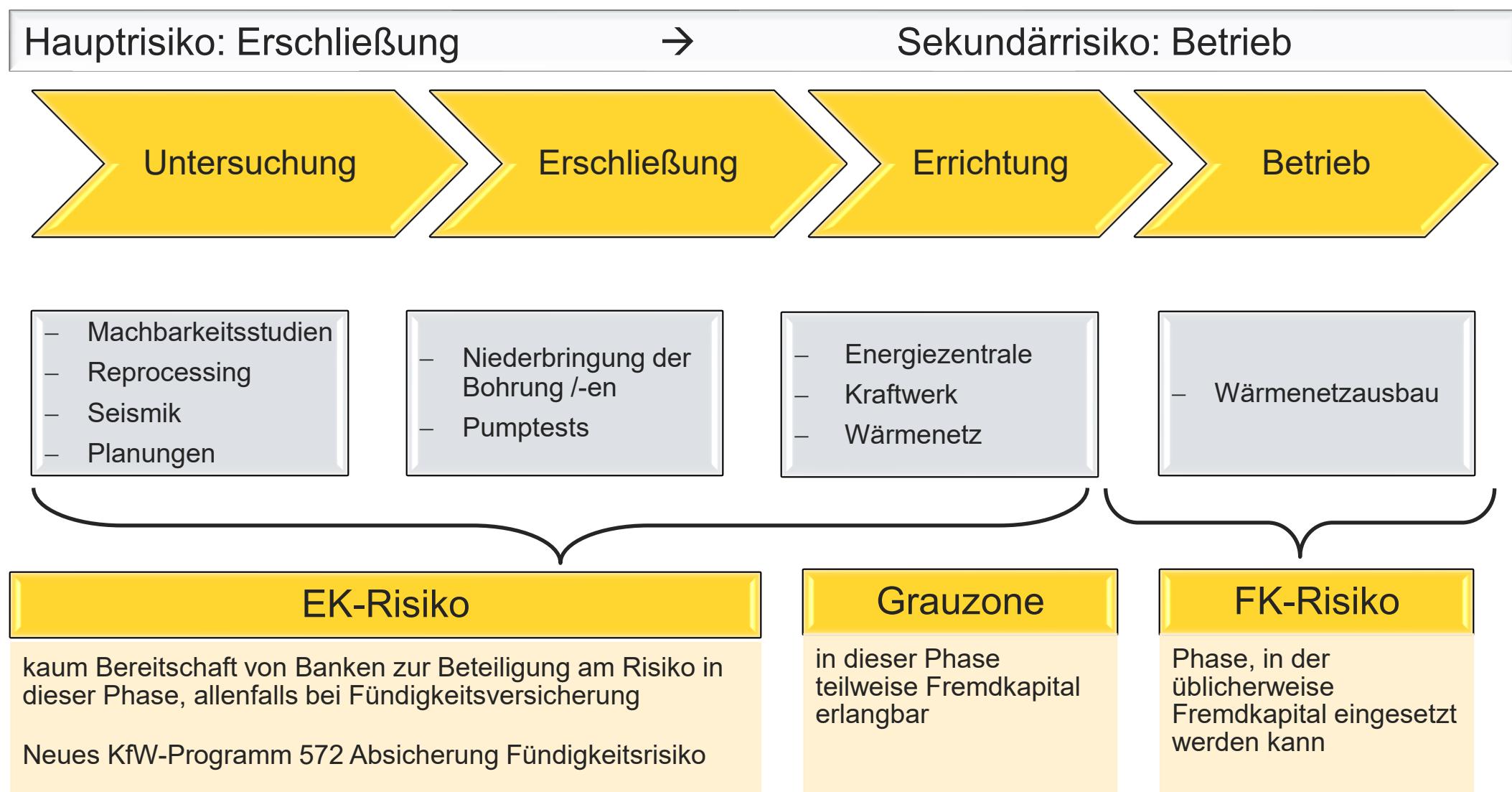
Re- / Umfinanzierung

Fördermittel
(Zuschüsse)

Baukosten-
zuschüsse /
Hausanschluss-
kosten

- Fördermittel sowie die Kundenzahlungen (BKZ / HAK) fließen oft erst mit einem Zeitversatz von 1 - 3 Jahren und reduzieren nicht das anfängliche Finanzierungsvolumen
- Fördermittel sind vorrangig für die Rückführung der Vorfinanzierung einzusetzen und reduzieren nachhaltig den Kapitaldienst

Phasen Geothermie-Wärmenetzprojekt



V. Wärmewende - die Sicht der Eigenkapitalgeber

Rentabilitätsanforderungen / -kennzahlen aus Betreibersicht (Kommune / Gemeindewerk etc.)

Bedeutung der Kapitalkosten

Stabilität der Kennzahlen / Stresstest

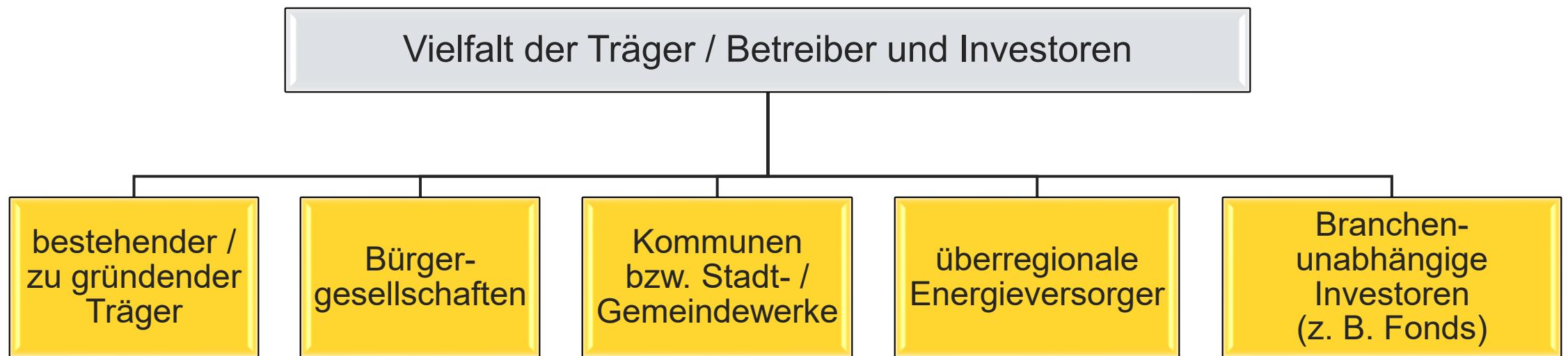
Minimierung / Absicherung / Transfer von Risiken

Ergänzende Kriterien / erweiterte Risikoprüfung (nicht abschließend):

- Akzeptanz / Anschlussbereitschaft / Kundennachfrage
- Genehmigungserfordernisse (Immissionsschutz, Naturschutz etc.)
- Verfügbarkeit von Grundstücken und Erschließung
- Regulatorische Rahmenbedingungen
- (Kommunal-)politische Rahmenbedingungen

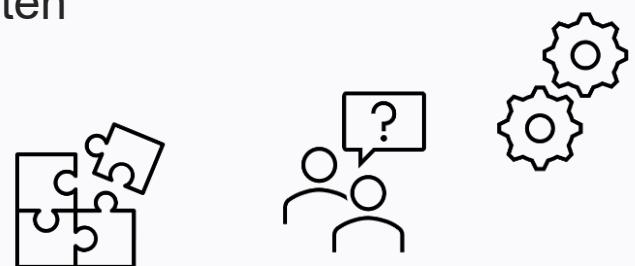
Kapazitäten beim Betreiber / Konsortialbildung nötig / möglich

Rentabilitätsanforderungen und Projektträger / -partner



Unterschiedliche Projektträger / Partner beeinflussen die Kriterien für die Finanzierung

- Beteiligte kommen aus unterschiedlichen Finanzierungswelten
- Gremenvorgaben variieren
- Kapitalkosten / Renditeerwartungen variieren
- Risiken variieren
- Finanzielle Kapazitäten variieren

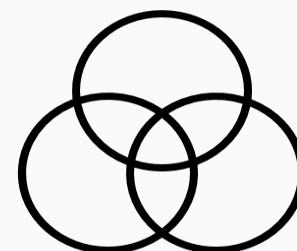


Rentabilitätsanforderungen und Projektstrukturen

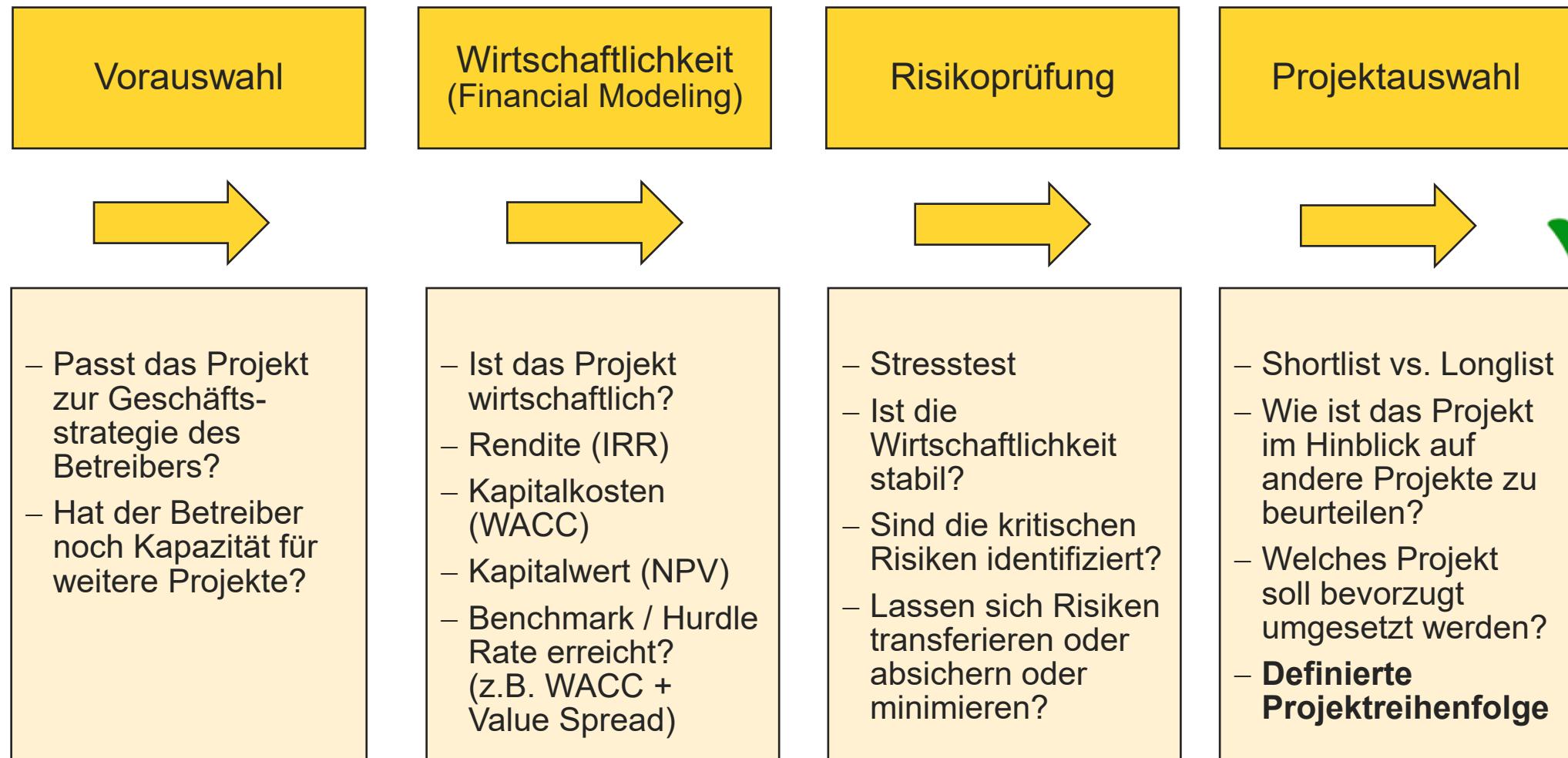


Unterschiedliche Projektstrukturen beeinflussen die Kriterien für die Wirtschaftlichkeit

- Unterschiede bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung je nach Struktur
- Mehrere Einheiten, mehrere Prüfungen / Beteiligte
- Wirtschaftlichkeit über die Schnittstellen nötig
- Wirtschaftlichkeitskriterien der Beteiligten müssen zusammenpassen

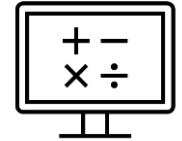


Wirtschaftlichkeit und Entscheidungsprozess beim Betreiber



Und wie kommt das Projekt auf Platz 1 ?

Rentabilitätskennzahlen (die Investorensicht)



Der **IRR** (Internal Rate of Return, interner Zinsfuß) zeigt die Verzinsung des eingesetzten Kapitals (**Rentabilität in % vor Kapitalkosten**).

Der IRR ist der Zinssatz, bei dessen Ansatz der Kapitalwert einer Investition (NPV) gleich null wird (finanzmathematischer Zusammenhang).

Der IRR wird aus einem Zahlungssaldo berechnet und ist abhängig von

- der Höhe der Ausgaben (Investitionen und OPEX)
- der Höhe der Einnahmen / Umsatzerlöse
- dem Faktor Zeit
 - Zeitspanne zwischen Ausgaben und Einnahmen
 - schnelle Umsetzung und schneller Netzausbau erhöhen den IRR

Der IRR ≠ Gewinn !

IRR > Kapitalkosten → 

Der **NPV** (Net Present Value Netto, Kapitalwert) zeigt den Projektwert bei gegebenen Kapitalkosten (Rentabilität in Euro).

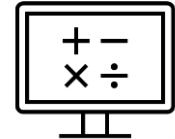
Zur Berechnung werden die Überschüsse aus der Investition (der Zahlungssaldo) auf den heutigen Zeitpunkt abgezinst.

Der NPV wird aus einem Zahlungssaldo berechnet und ist abhängig von

- der Höhe der Ausgaben (Investitionen und OPEX)
- der Höhe der Einnahmen / Umsatzerlösen
- der Höhe der Kapitalkosten (WACC)
- dem Faktor Zeit
 - Zeitspanne zwischen Ausgaben und Einnahmen
 - schnelle Umsetzung und schneller Netzausbau erhöhen den Kapitalwert

Kapitalwert > 0 → 

Wirtschaftlichkeit und Kapitalkosten (WACC)



Weighted Average Cost of Capital (WACC) sind die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten eines Unternehmens.

Der WACC ist daher die Benchmark / Mindestrendite von Investitionsprojekten aus Betreibersicht (Hurdle Rate). Liegt der IRR des Projekts über dem WACC, ist das Projekt rentabel und steigert den Wert des Unternehmens (Value Spread).

WACC (nach Steuern) =

$$\begin{aligned} & (\text{Eigenkapital} / \text{Gesamtkapital}) * \text{Eigenkapitalzinsen} \\ & + (\text{Fremdkapital} / \text{Gesamtkapital}) * \text{Fremdkapitalzinsen} * (1 - \text{Ertragssteuersatz}) \end{aligned}$$

- Die Fremdkapitalzinsen bestimmt die Bank
- Die Eigenkapitalzinsen bestimmt das Unternehmen (CAPM, Gremien etc.)
- Das Verhältnis von Eigen- und Fremdkapital verhandeln Bank und Unternehmen
- **Und welche Eigenkapitalkosten kalkuliert eine Kommune / ein Gemeindewerk?**

WACC - Beispiel Eigenkapitalzins und -quote variabel

| WACC VOR Steuern | | | | | | | | | | |
|------------------|-------------------|------------------|-------|-------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| EK-Zins | Eigenkapitalquote | | | | | | | | | |
| | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% | 60% | 70% | 80% | 90% | 100% |
| 1,0% | 3,74% | 3,49% | 3,23% | 2,97% | 2,71% | 2,46% | 2,20% | 1,94% | 1,69% | 1,43% |
| 2,0% | 3,89% | 3,77% | 3,66% | 3,54% | 3,43% | 3,31% | 3,20% | 3,09% | 2,97% | 2,86% |
| 3,0% | 4,03% | 4,06% | 4,09% | 4,11% | 4,14% | 4,17% | 4,20% | 4,23% | 4,26% | 4,29% |
| 4,0% | 4,17% | 4,34% | 4,51% | 4,69% | 4,86% | 5,03% | 5,20% | 5,37% | 5,54% | 5,71% |
| 5,0% | 4,31% | 4,63% | 4,94% | 5,26% | 5,57% | 5,89% | 6,20% | 6,51% | 6,83% | 7,14% |
| 6,0% | 4,46% | 4,91% | 5,37% | 5,83% | 6,29% | 6,74% | 7,20% | 7,66% | 8,11% | 8,57% |
| 7,0% | 4,60% | 5,20% | 5,80% | 6,40% | 7,00% | 7,60% | 8,20% | 8,80% | 9,40% | 10,00% |
| 8,0% | 4,74% | 5,49% | 6,23% | 6,97% | 7,71% | 8,46% | 9,20% | 9,94% | 10,69% | 11,43% |
| 9,0% | 4,89% | 5,77% | 6,66% | 7,54% | 8,43% | 9,31% | 10,20% | 11,09% | 11,97% | 12,86% |
| 10,0% | 5,03% | 6,06% | 7,09% | 8,11% | 9,14% | 10,17% | 11,20% | 12,23% | 13,26% | 14,29% |
| Annahmen: | | Fremdkapitalzins | | 4,0% | Unternehmenssteuerbelastung | | | | 30,0% | |

| WACC NACH Steuern | | | | | | | | | | |
|-------------------|-------------------|------------------|-------|-------|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|--------|
| EK-Zins | Eigenkapitalquote | | | | | | | | | |
| | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% | 60% | 70% | 80% | 90% | 100% |
| 1,0% | 2,62% | 2,44% | 2,26% | 2,08% | 1,90% | 1,72% | 1,54% | 1,36% | 1,18% | 1,00% |
| 2,0% | 2,72% | 2,64% | 2,56% | 2,48% | 2,40% | 2,32% | 2,24% | 2,16% | 2,08% | 2,00% |
| 3,0% | 2,82% | 2,84% | 2,86% | 2,88% | 2,90% | 2,92% | 2,94% | 2,96% | 2,98% | 3,00% |
| 4,0% | 2,92% | 3,04% | 3,16% | 3,28% | 3,40% | 3,52% | 3,64% | 3,76% | 3,88% | 4,00% |
| 5,0% | 3,02% | 3,24% | 3,40% | 3,68% | 3,90% | 4,12% | 4,34% | 4,56% | 4,78% | 5,00% |
| 6,0% | 3,12% | 3,44% | 3,76% | 4,08% | 4,40% | 4,72% | 5,04% | 5,36% | 5,68% | 6,00% |
| 7,0% | 3,22% | 3,64% | 4,06% | 4,48% | 4,90% | 5,32% | 5,74% | 6,16% | 6,58% | 7,00% |
| 8,0% | 3,32% | 3,84% | 4,36% | 4,88% | 5,40% | 5,92% | 6,44% | 6,96% | 7,48% | 8,00% |
| 9,0% | 3,42% | 4,04% | 4,66% | 5,28% | 5,90% | 6,52% | 7,14% | 7,76% | 8,38% | 9,00% |
| 10,0% | 3,52% | 4,24% | 4,96% | 5,68% | 6,40% | 7,12% | 7,84% | 8,56% | 9,28% | 10,00% |
| Annahmen: | | Fremdkapitalzins | | 4,0% | Unternehmenssteuerbelastung | | | | 30,0% | |

Der WACC ist die sogenannte „Hurdle Rate“, also die Minimalverzinsung (IRR), die das Projekt erreichen muss.

- WACC vor Steuern
> IRR vor Steuern!
- WACC nach Steuern
> IRR nach Steuern!

Und wo liegt Ihr WACC?

Und wo liegt der IRR Ihres Projekts?

Ist das Projekt bereits optimiert?

WACC - Beispiel Fremdkapitalzins und -quote variabel

| WACC VOR Steuern | | | | | | | | | | |
|------------------|-------------------|------------------|-------|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| FK-Zins | Fremdkapitalquote | | | | | | | | | |
| | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% | 60% | 70% | 80% | 90% | 100% |
| 1,0% | 9,10% | 8,20% | 7,30% | 6,40% | 5,50% | 4,60% | 3,70% | 2,80% | 1,90% | 1,00% |
| 1,5% | 9,15% | 8,30% | 7,45% | 6,60% | 5,75% | 4,90% | 4,05% | 3,20% | 2,35% | 1,50% |
| 2,0% | 9,20% | 8,40% | 7,60% | 6,80% | 6,00% | 5,20% | 4,40% | 3,60% | 2,80% | 2,00% |
| 2,5% | 9,25% | 8,50% | 7,75% | 7,00% | 6,25% | 5,50% | 4,75% | 4,00% | 3,25% | 2,50% |
| 3,0% | 9,30% | 8,60% | 7,90% | 7,20% | 6,50% | 5,80% | 5,10% | 4,40% | 3,70% | 3,00% |
| 3,5% | 9,35% | 8,70% | 8,05% | 7,40% | 6,75% | 6,10% | 5,45% | 4,80% | 4,15% | 3,50% |
| 4,0% | 9,40% | 8,80% | 8,20% | 7,60% | 7,00% | 6,40% | 5,80% | 5,20% | 4,60% | 4,00% |
| 4,5% | 9,45% | 8,90% | 8,35% | 7,80% | 7,25% | 6,70% | 6,15% | 5,60% | 5,05% | 4,50% |
| 5,0% | 9,50% | 9,00% | 8,50% | 8,00% | 7,50% | 7,00% | 6,50% | 6,00% | 5,50% | 5,00% |
| 5,5% | 9,55% | 9,10% | 8,65% | 8,20% | 7,75% | 7,30% | 6,85% | 6,40% | 5,95% | 5,50% |
| Annahmen: | | Eigenkapitalzins | 7,0% | Unternehmenssteuerbelastung | | | | 30,0% | | |

| WACC NACH Steuern | | | | | | | | | | |
|-------------------|-------------------|------------------|-------|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| FK-Zins | Fremdkapitalquote | | | | | | | | | |
| | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% | 60% | 70% | 80% | 90% | 100% |
| 1,0% | 4,51% | 4,12% | 3,73% | 3,34% | 2,95% | 2,56% | 2,17% | 1,78% | 1,39% | 1,00% |
| 1,5% | 4,56% | 4,22% | 3,88% | 3,54% | 3,20% | 2,86% | 2,52% | 2,18% | 1,84% | 1,50% |
| 2,0% | 4,61% | 4,32% | 4,03% | 3,74% | 3,45% | 3,16% | 2,87% | 2,58% | 2,29% | 2,00% |
| 2,5% | 4,66% | 4,42% | 4,18% | 3,94% | 3,70% | 3,46% | 3,22% | 2,98% | 2,74% | 2,50% |
| 3,0% | 4,71% | 4,52% | 4,33% | 4,14% | 3,95% | 3,76% | 3,57% | 3,38% | 3,19% | 3,00% |
| 3,5% | 4,76% | 4,62% | 4,48% | 4,34% | 4,20% | 4,06% | 3,92% | 3,78% | 3,64% | 3,50% |
| 4,0% | 4,81% | 4,72% | 4,63% | 4,54% | 4,45% | 4,36% | 4,27% | 4,18% | 4,09% | 4,00% |
| 4,5% | 4,86% | 4,82% | 4,78% | 4,74% | 4,70% | 4,66% | 4,62% | 4,58% | 4,54% | 4,50% |
| 5,0% | 4,91% | 4,92% | 4,93% | 4,94% | 4,95% | 4,96% | 4,97% | 4,98% | 4,99% | 5,00% |
| 5,5% | 4,96% | 5,02% | 5,08% | 5,14% | 5,20% | 5,26% | 5,32% | 5,38% | 5,44% | 5,50% |
| Annahmen: | | Eigenkapitalzins | 7,0% | Unternehmenssteuerbelastung | | | | 30,0% | | |

Der WACC ist die sogenannte „Hurdle Rate“, also die Minimalverzinsung (IRR), die das Projekt erreichen muss.

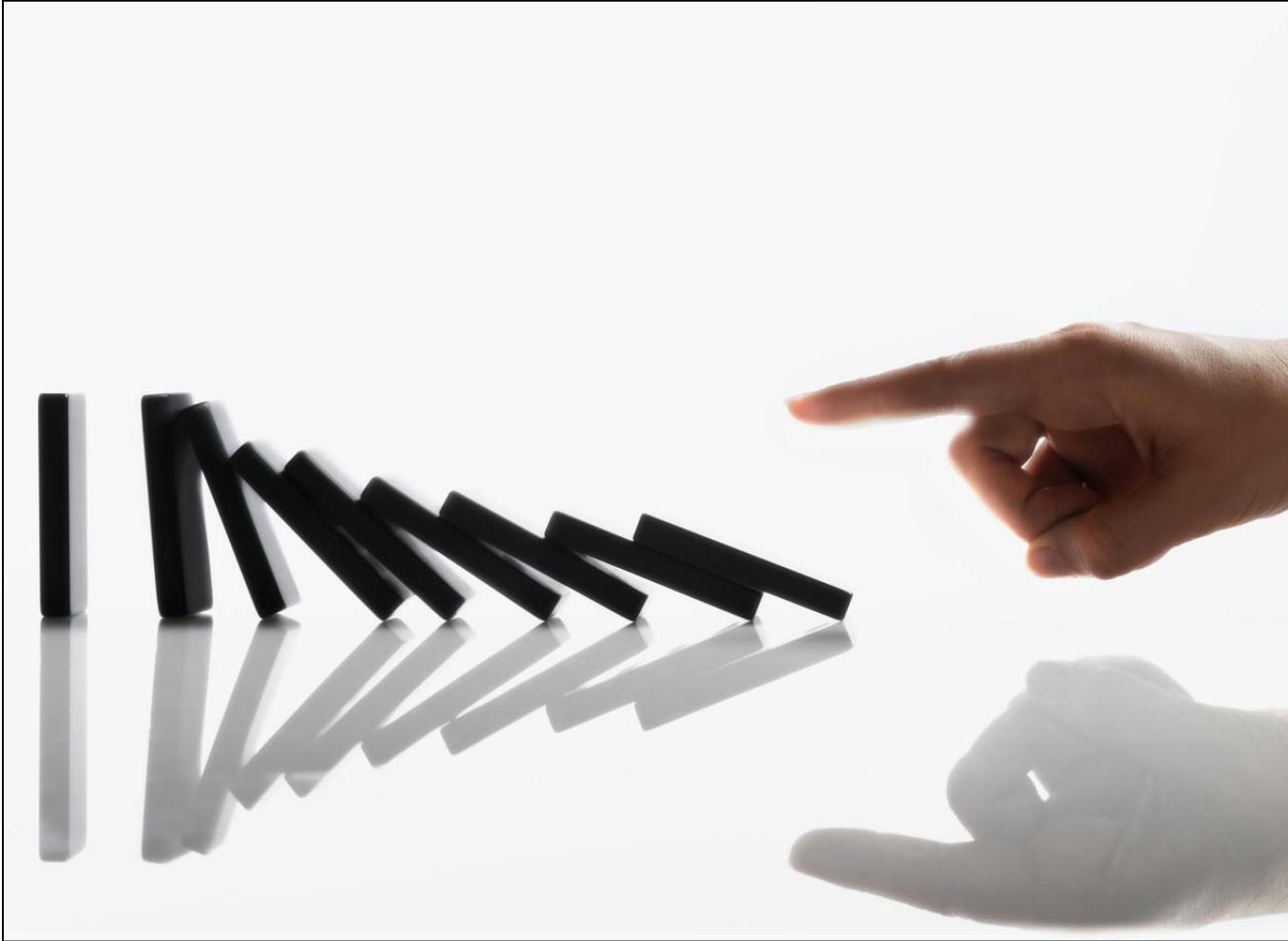
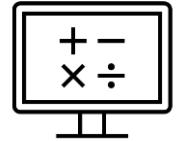
- WACC vor Steuern
> IRR vor Steuern!
- WACC nach Steuern
> IRR nach Steuern!

Und wo liegt Ihr WACC?

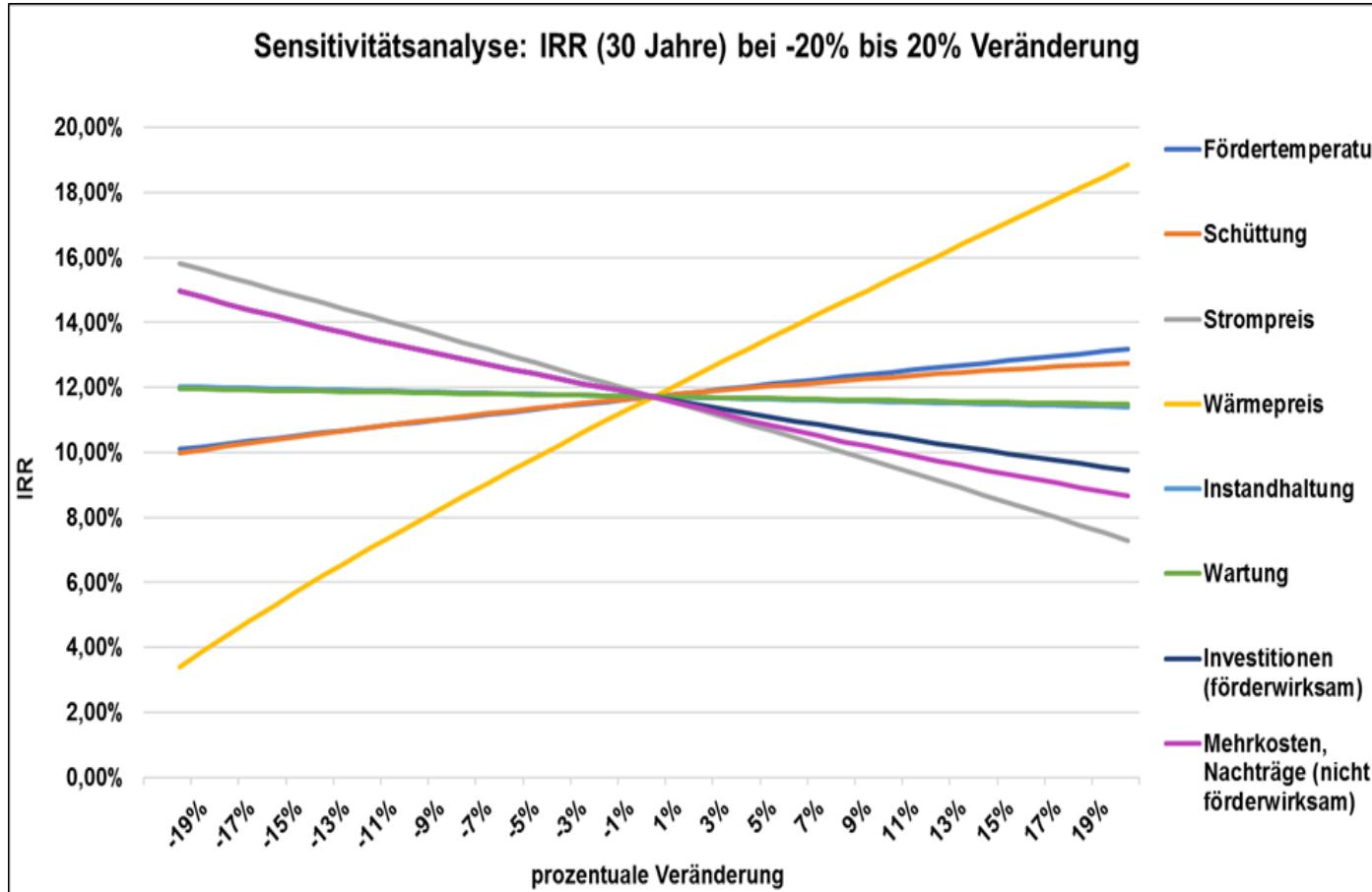
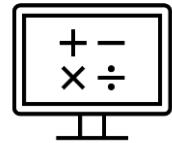
Und wo liegt der IRR Ihres Projekts?

Ist das Projekt bereits optimiert?

Prüfung der Rentabilität auf Stabilität - Stresstest



- Die Veränderung **eines** Parameters hat Auswirkung auf **alle** Teilrechnungen und **verändert alle Finanzströme** im Projekt



Prüffelder (nicht abschließend)

- Erzeugungskonzept

- Zeitplan

- Absatzplanung

- Investitionen

- Energiepreise

- Wärmepreise

- Betriebskosten

- Preisentwicklungen

- Finanzierungsbedingungen

Wie belastbar ist die Projektwirtschaftlichkeit?

- Bei Veränderung einzelner Parameter (*ceteris paribus*)
- Bei Veränderung gleichzeitig mehrerer Parameter

Fördermittel als Nebenbedingung

Fördermöglichkeiten

- KfW, BEW, Landesförderungen, kommunale Zuschüsse

Fördermittel reduzieren den Kapitalbedarf und erhöhen die Projektrendite

- Beispiel: Rendite (IRR) 6,5% mit 40% BEW, Rendite (IRR) 3,1% ohne BEW

Herausforderungen

- Verfahrensdauer, Verfügbarkeit und Sicherheit der Zusage
- Ab wann traut sich der Betreiber, Fördermittel in der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu berücksichtigen? Bereits ohne Förderbescheid?

Können Zuschüsse unrentable Projekte rentabel machen?



Genehmigungen und sonstige Rahmenbedingungen

Genehmigungen

- Baurecht, Immissionsschutzrecht, Naturschutzrecht, Wasserrecht, Bergrecht
- Wird die Umsetzung durch besondere Genehmigungsanforderungen prohibitiv erschwert?

Sonstige Rahmenbedingungen

- Flächenverfügbarkeit
- Bürgerbeteiligung und Anschlussbereitschaft
- Politische Unterstützung und allgemeine Akzeptanz
- Kommunikation / Dialog

Sonstige Faktoren

- Flächenverbrauch
- CO₂-Bilanz
- Versorgungssicherheit

Kapazitäten der potenziellen Betreiber

Betreiberverfügbarkeit

- Gibt es ausreichend Betreiber für alle geplanten Wärmenetze?

Wettbewerb um Betreiberkapazitäten

- Mehr Netzprojekte als Betreiberkapazitäten führen zu Auswahlprozessen

Aussortieren von Projekten

- Priorisierung wirtschaftlichster Projekte
- Faktoren: Größe, technische Machbarkeit, politische Unterstützung etc.

VI. Wärmewende - die Sicht der Banken



Typische Bankenanforderungen für die Finanzierung eines Wärmeprojekts

- Kapitaldienstfähigkeit als Finanzierungsvoraussetzung

Schuldendienstdeckungsgrad (DSCR Debt Service Coverage Ratio) = EBITDA / Kapitaldienst

Die Kennzahl zeigt, in welchem Verhältnis das betriebliche Cashflow-Ergebnis (EBITDA) zum Kapitaldienst (Zins und Tilgung) steht.

Je höher die Kennzahl, desto niedriger ist das Risiko der Bank, dass der Kapitaldienst ausfällt.

Zinsdeckungsgrad (Interest Coverage Ratio) = EBIT / Zinsaufwand

Die Kennzahl zeigt, wie gut die Zinsaufwendungen aus dem operativen Gewinn (EBIT) gedeckt werden können. Ein Wert über 10 gilt als sehr sicher, unter 2,5 als bedenklich.

- Mindesteigenkapital für negative Cashflows und Risikoinvestitionen sowie **Sicherheiten**

- Projekt- / Trägerrating Rating für Basel III (Eigenkapitalunterlegung) und Zinsmarge

- Bankübliche Auszahlungsvoraussetzungen und Covenants (Negativerklärung etc.)

Der Finanzierungsprozess - 6 bis 12 Monate

Verhandlung mit der Hausbank / Spezialinstitut / Konsortium

- Vorstellung Wärmekonzept / Finanzmodell und Finanzierungskonzept
- EU-beihilfenrechtliche Voraussetzungen (z.B. Private Investor Test)
- Sicherheiten (z.B. Gewährträgerhaftung / Bürgschaft / Kapitaldiensterklärung)
- **Achtung:** Die Aktuelle Förderkulisse sieht noch keine (signifikante) Haftungsfreistellung bei Förderdarlehen vor

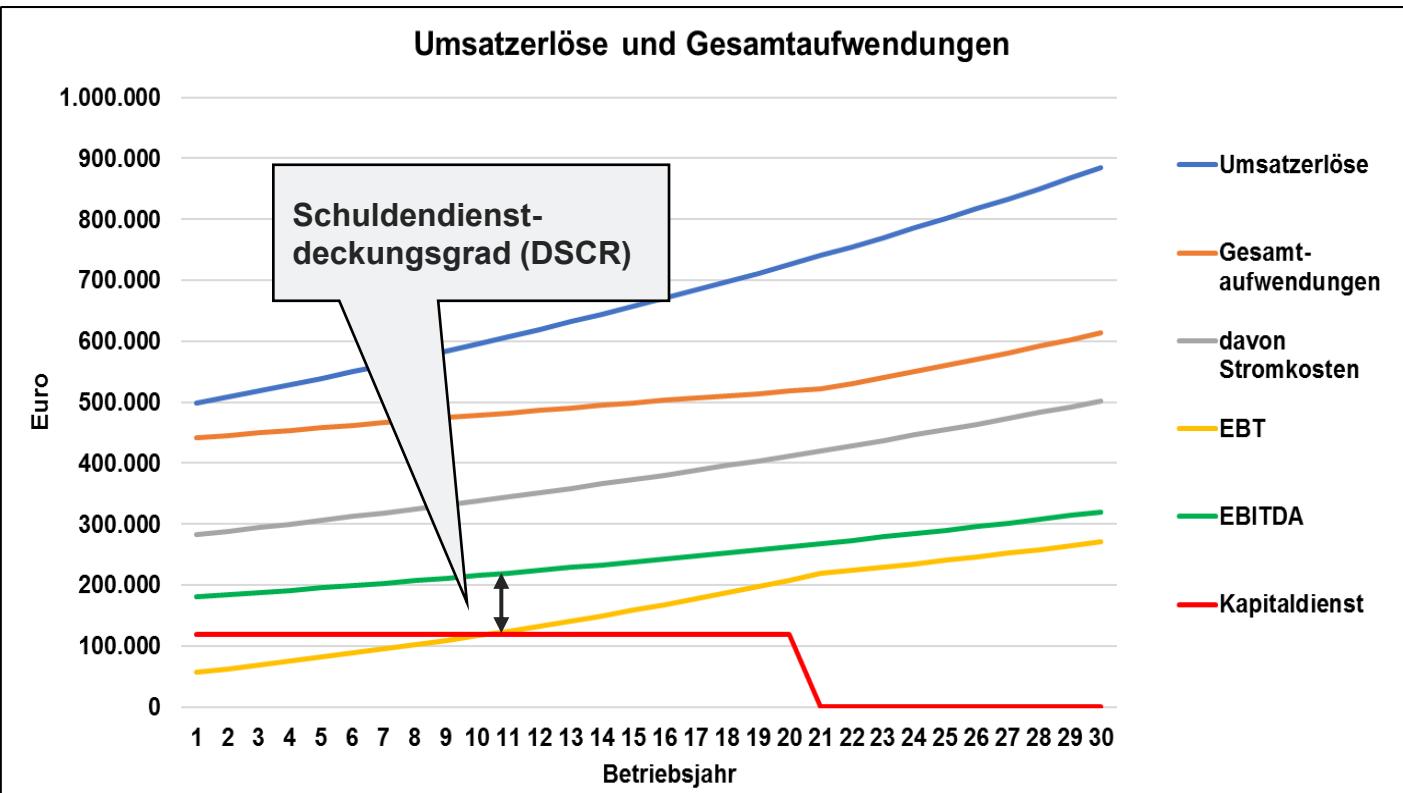
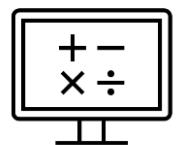
Kommunalaufsicht

- Laufende Einbindung und Abstimmung

Fördermittel

- Rechtzeitige Beantragung aller möglichen Fördermittel
- Z.B. BEW Module 1, 2 und 4 (Bearbeitungsdauer einkalkulieren!)
- **Achtung:** Fördermittel fließen mit Zeitversatz von 1 - 2 Jahren und müssen vorfinanziert werden!

Prüfung der Rendite- und Finanzierungskennzahlen



Ist das Projekt aus Bankensicht finanzierbar?

Ist der Schuldendienst-deckungsgrad angemessen? (EBITDA ./ Kapitaldienst)

- 1,0 zzgl. Risikoaufschlag (je nach Sicherheit der Cashflows)
- In der kommunalen Projektpraxis meist 1,1 bis 1,3
- Bei Project Finance regelmäßig 1,3 bis 1,6

Ist das Projekt wirtschaftlich? Ist die Wirtschaftlichkeit belastbar?

- Gemessen an üblichen Kennzahlen zur Bewertung der Rentabilität
- Der IRR in % beziffert die Investitionsrendite des Projekts, sie muss über den Kapitalkosten liegen
- Der NPV in Euro beziffert den (Mehr)Wert des Projekts gemessen an einer Sollrendite, er muss größer Null sein

Die Bank entscheidet (mit)



„Finanzierungsschubladen“ Darlehensfinanzierung aus Bankensicht

Kommunalfinanzierung

Finanzierungssicherheit:
Die Kommune

Kreditdurchleitung
Bürgschaft
Gewährträgerhaftung

Corporate Finance

Finanzierungssicherheit:
Das Unternehmen

Project Finance (Non-Recourse)

Finanzierungssicherheit:
Das Projekt /
Die Projektcashflows

- Wärmeprojekte eignen sich wegen der spezifischen Absatzrisiken, des Netzausbau und der Variabilität im Verlauf nur sehr schlecht für Project Finance (Non-Recourse)
- Wärmeprojekte können meist nur fremdfinanziert werden, wenn der Initiator **Sicherheiten** stellt (das Versorgungsunternehmen und / oder die Trägerkommune)
- Unterschiedliche Beiträge einzelner Partner verlangen komplexe Regelungen

Typische Sicherheiten und Auflagen im Darlehensvertrag

Kommunal-finanzierung und kommunalähnlich

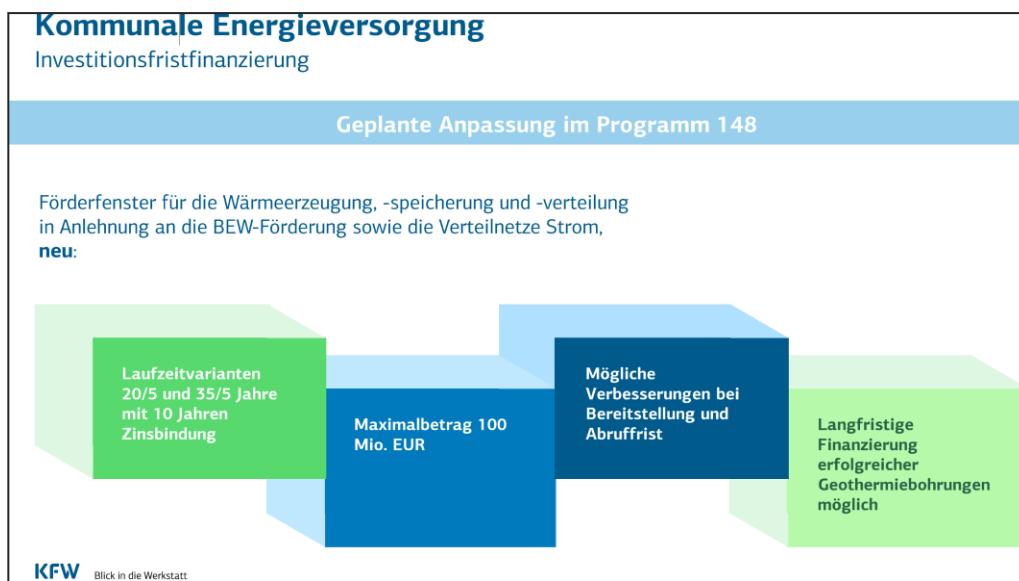
- Bürgschaften / Gewährträgerhaftung, ggf. neben anderen Sicherheiten

Corporate Finance:

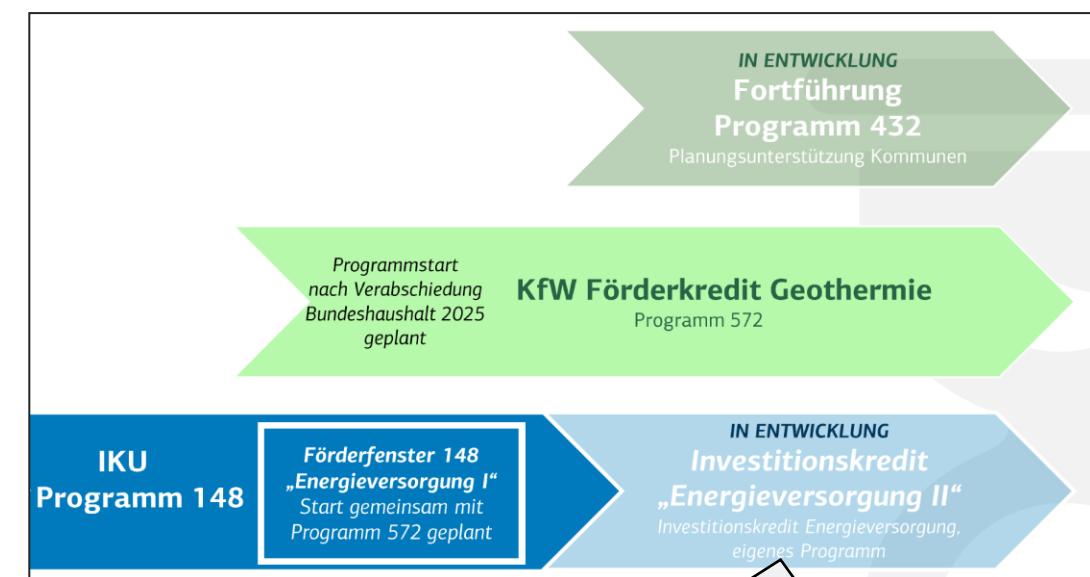
- Sicherungshalber Abtretung der Förderzuschüsse
- Sicherungshalber Abtretung der Forderungen aus Wärmeverkauf und (Stromlieferung)
- Wärmelieferverträge mit Abnahmegarantie (Take or Pay)
- Sicherungsübereignung der Anlagen
- Eintragung einer vollstreckbaren Grundschuld am Erzeugungsstandort
- Kapitaldiensterklärung
- Eigenkapitalvorrang vor Darlehensausszahlung und bei Budgetüberschreitungen
- Rückführung der Zwischenfinanzierung durch erhaltene Förderungen
- Negativerklärung, Gleichbehandlungserklärung etc.
- Beibehaltung der Gesellschafterverhältnisse (Kontrollwechsel)
- Cash Flow-Waterfall (Zahlungen an Gesellschafter sind strukturell nachrangig)
- Reservekonten (Schuldendienstreserve, Instandhaltungsreserve etc.)
- etc.

Darlehensprogramme (auszugsweise)

- > KfW Programm IKU 148 - Kommunale und Soziale Unternehmen
 → Energieversorgung I → Energieversorgung II



Quelle: KfW Blick in die Werkstatt, Februar 2025



- > LfA Energiekredit Wärme (75% EE im Netz)



- > 10 Mio. Euro je Vorhaben,
- > Laufzeit 10 bis 30 Jahre, 2 bis 3 tilgungsfreie Jahre, marktübliche / risikogerechte Zinssätze
- > Keine (teilweise) Haftungsfreistellung möglich, weil beihilfenfreies Programm

Die KfW plant, hier (teilweise) Haftungsfreistellungen ins Programm aufzunehmen

VII. Case Studies Wärmewende

1. Wärmeprojekt Norddeutsches Becken
2. Wärmeprojekt Bayerische Molasse
3. Wärme- / Stromprojekt Oberrheingraben

- Szenario I: Wärmeversorgung für einen Großkunden
- Szenario II: Wärmeversorgung für einen Großkunden und Stromerzeugung
- Szenario III: Wärmeversorgung für zwei Großkunden

Marktübliche und vergleichbare Annahmen zu

- Investitionen (spezifische Preise)
- Finanzierungskonditionen
- Wärme- und Strompreisen, Betriebsaufwendungen sowie Inflationsannahmen
- Benchmark IRR vor Steuern > 5% als Untergrenze

Projektsteckbrief (1) - Wärme Projekt Norddeutsches Becken

Lage

- Norddeutsches Becken

Projektgegenstand

- Wärmeversorgung für einige Großkunden in einer Kleinstadt
- Anschlussleistung 11 MW p.a. im Endausbau
- Wärmeabsatz 26 GWh p.a. im Endausbau
- Fördertemperatur 128 °C, Schüttung 30 l/s
- Leistung Geothermie 7,3 MW

Besonderheit

- Kurzes Netz bei wenigen Großkunden

Investitionsvolumen

- 33 Mio. EUR

Kennzahlen mit Fördermitteln

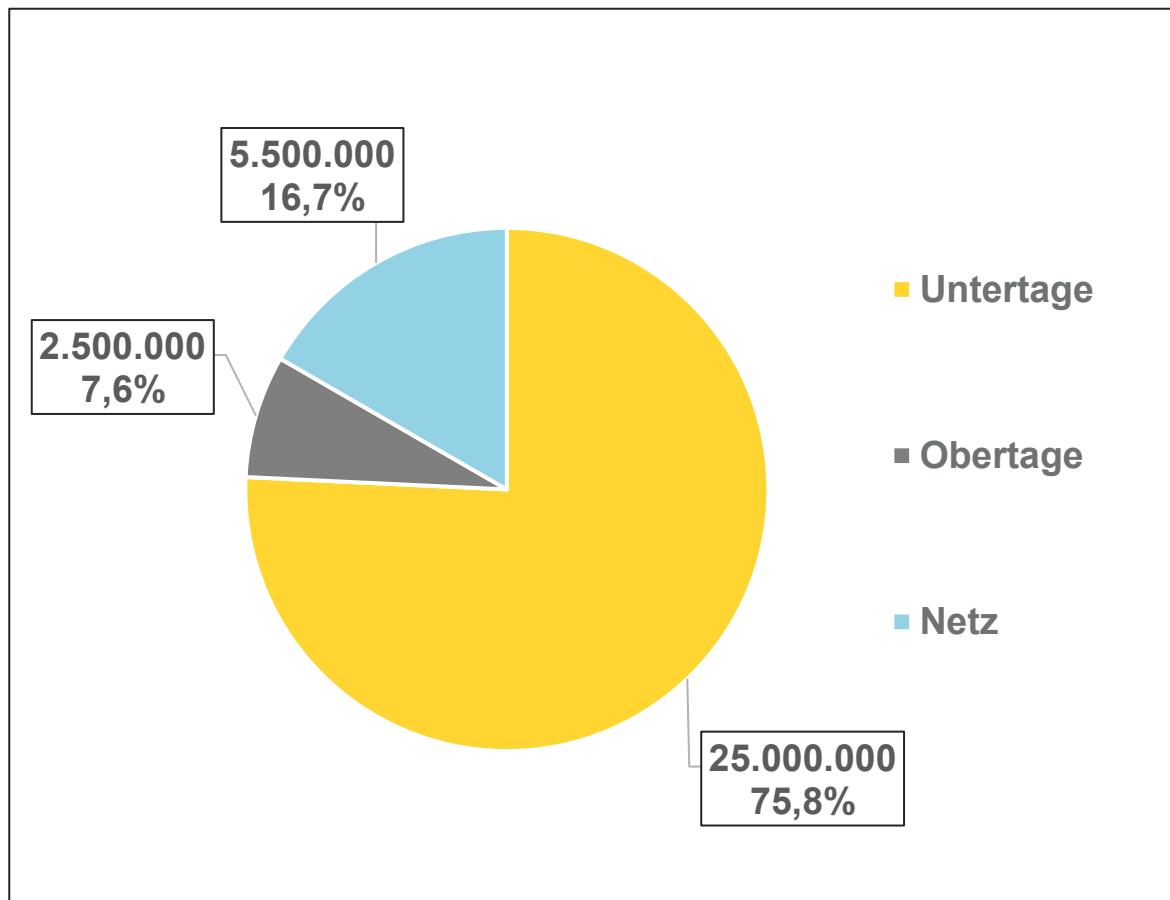
- IRR of FCF vor Steuern 8,4 %
- Ø DSCR 3,5
- Break-Even-Point im 1. Betriebsjahr

Kennzahlen ohne Fördermittel

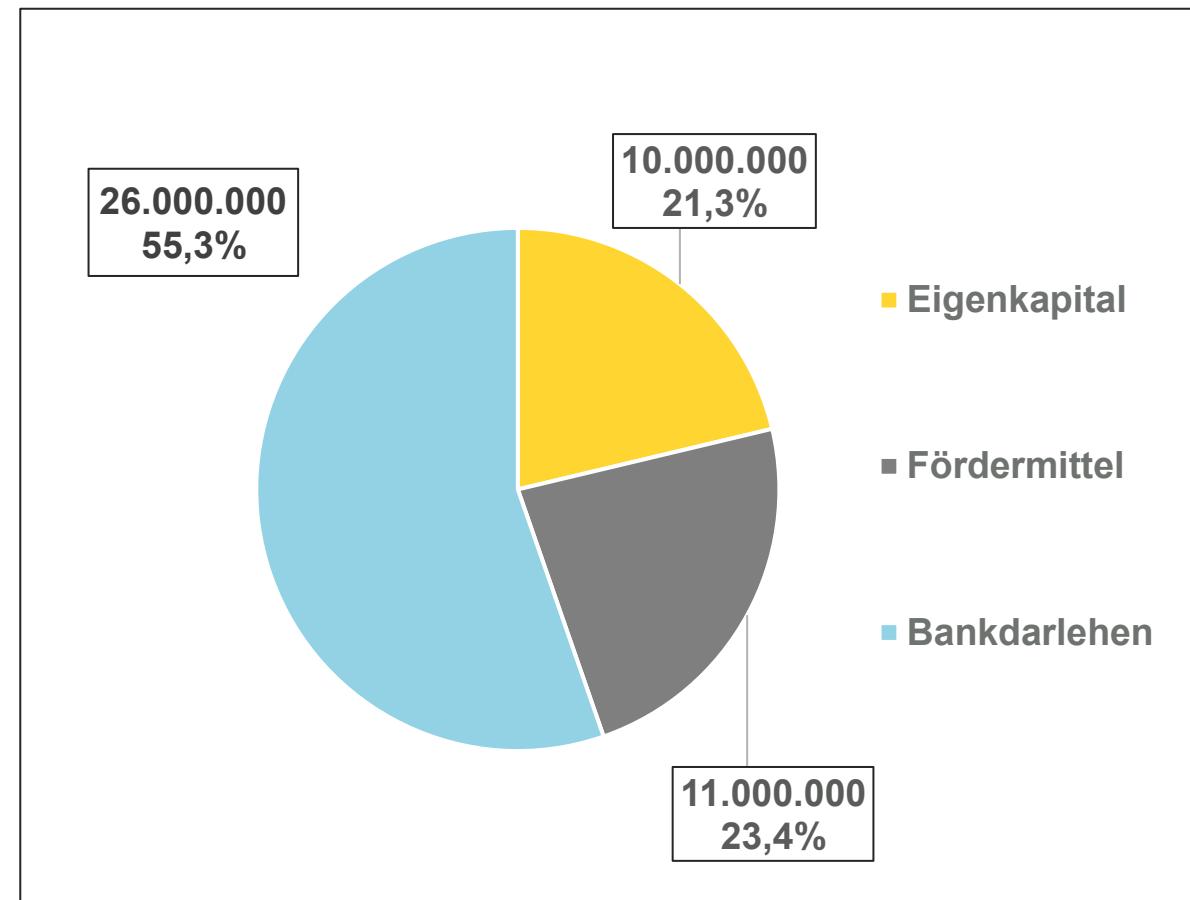
- IRR of FCF vor Steuern 5,7 %
- Ø DSCR 1,5
- Break-Even-Point im 1. Betriebsjahr



Projekt (1) - Investitionen und Finanzierung

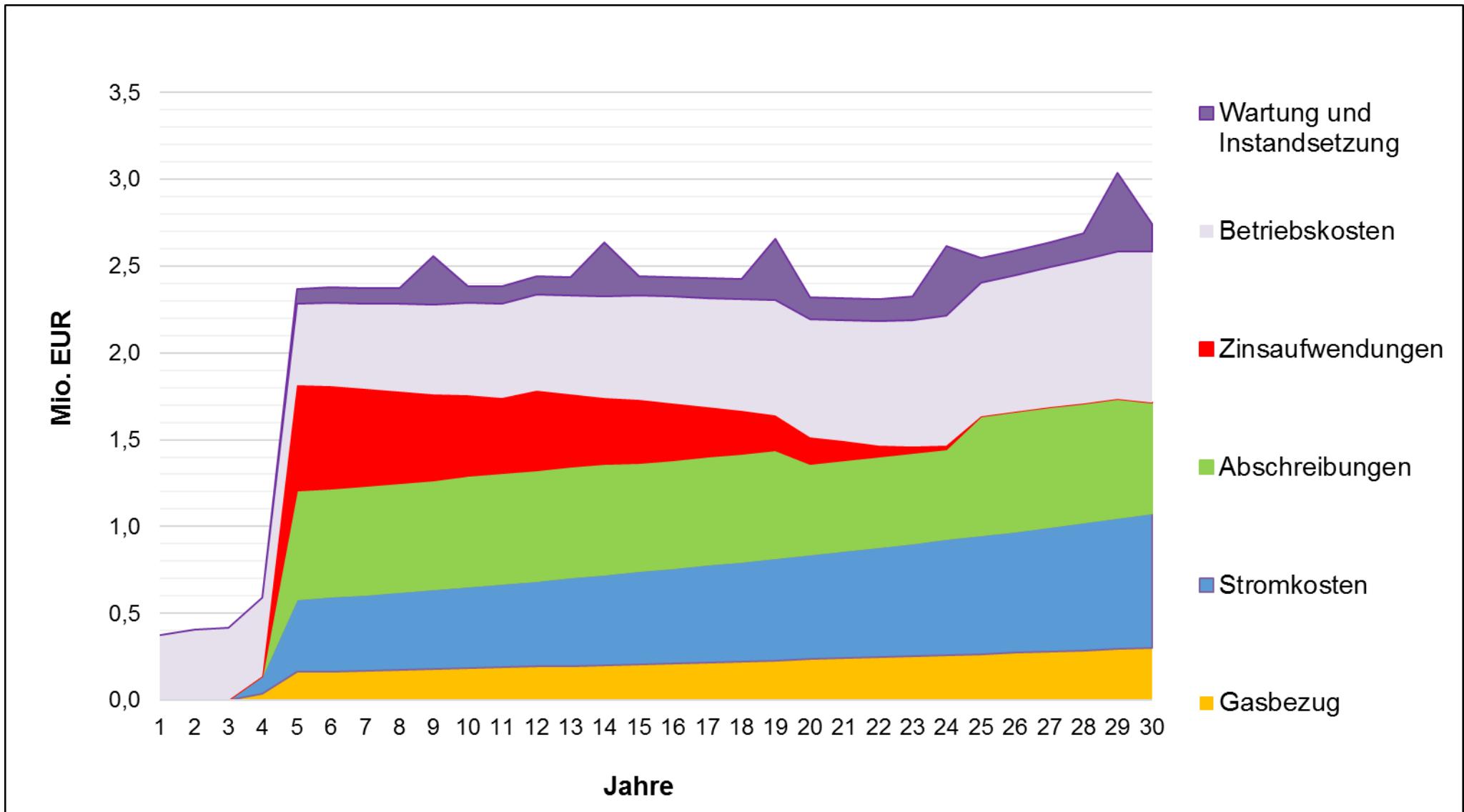


– Investitionsvolumen 33 Mio. EUR

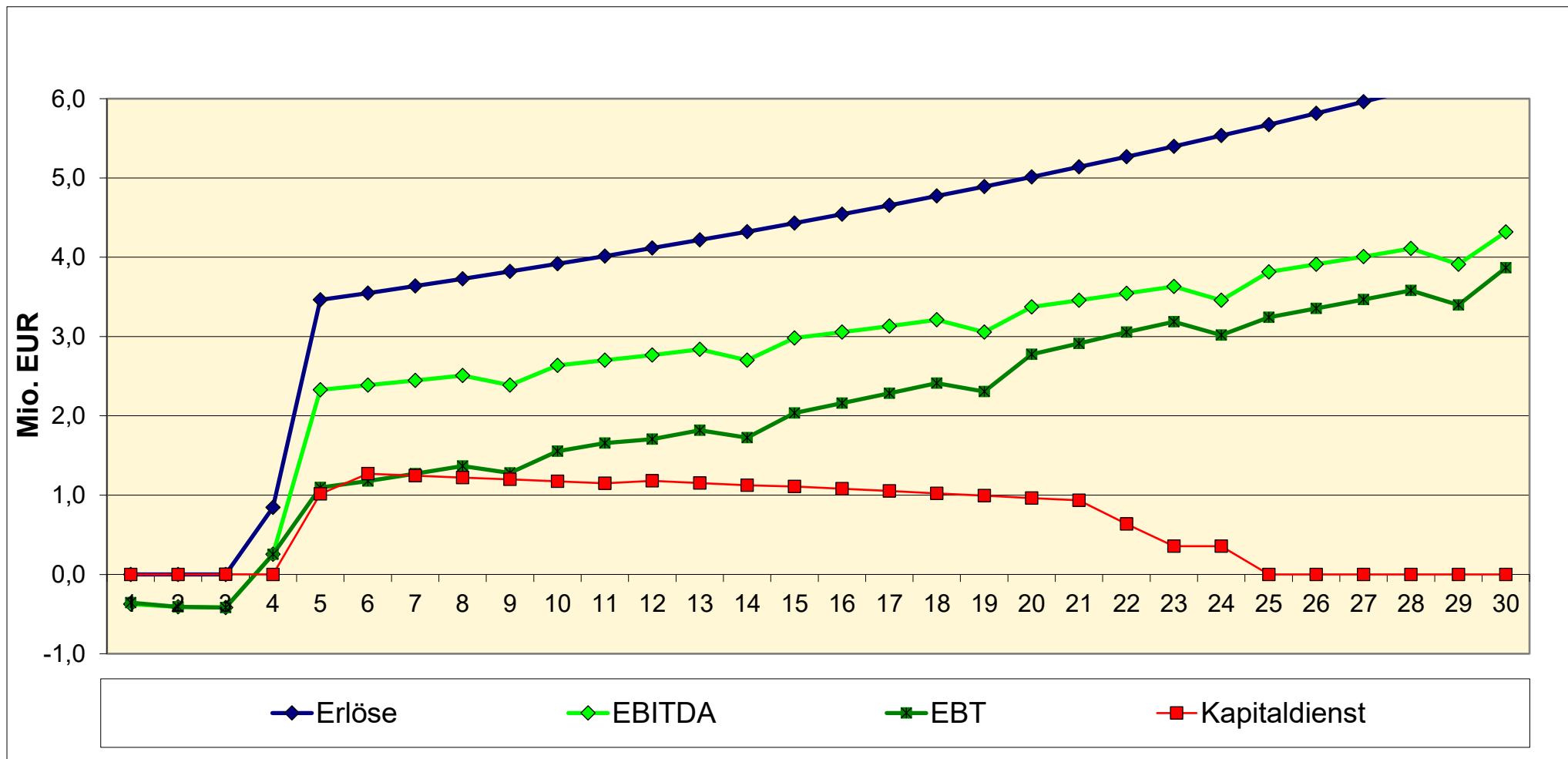


– Finanzierungsvolumen 47 Mio. EUR
– davon Vorfinanzierung Fördermittel 11 Mio. EUR

Projekt (1) - Aufwendungen



Projekt (1) - Ertragsentwicklung



Projektsteckbrief (2) - Wärme Projekt Bay. Molassebecken

Lage

- Molassebecken

Projektgegenstand

- Wärmeversorgung aus Geothermie für eine Gemeinde durch einen FernwärmeverSORGER
- Anschlussleistung 68 MW p.a. im Endausbau
- Wärmeabsatze 86 GWh p.a. im Endausbau
- Leistung Geothermierücklauf 16 MW

Besonderheit

- Fremdbezug von Geothermie
- Eigene Erzeugung nur für Spitze und Reserve
- langjähriger Netzaufbau
- Hohe Investitionen in Großwärmepumpen

Investitionsvolumen

- 118 Mio. EUR

Kennzahlen mit Fördermitteln

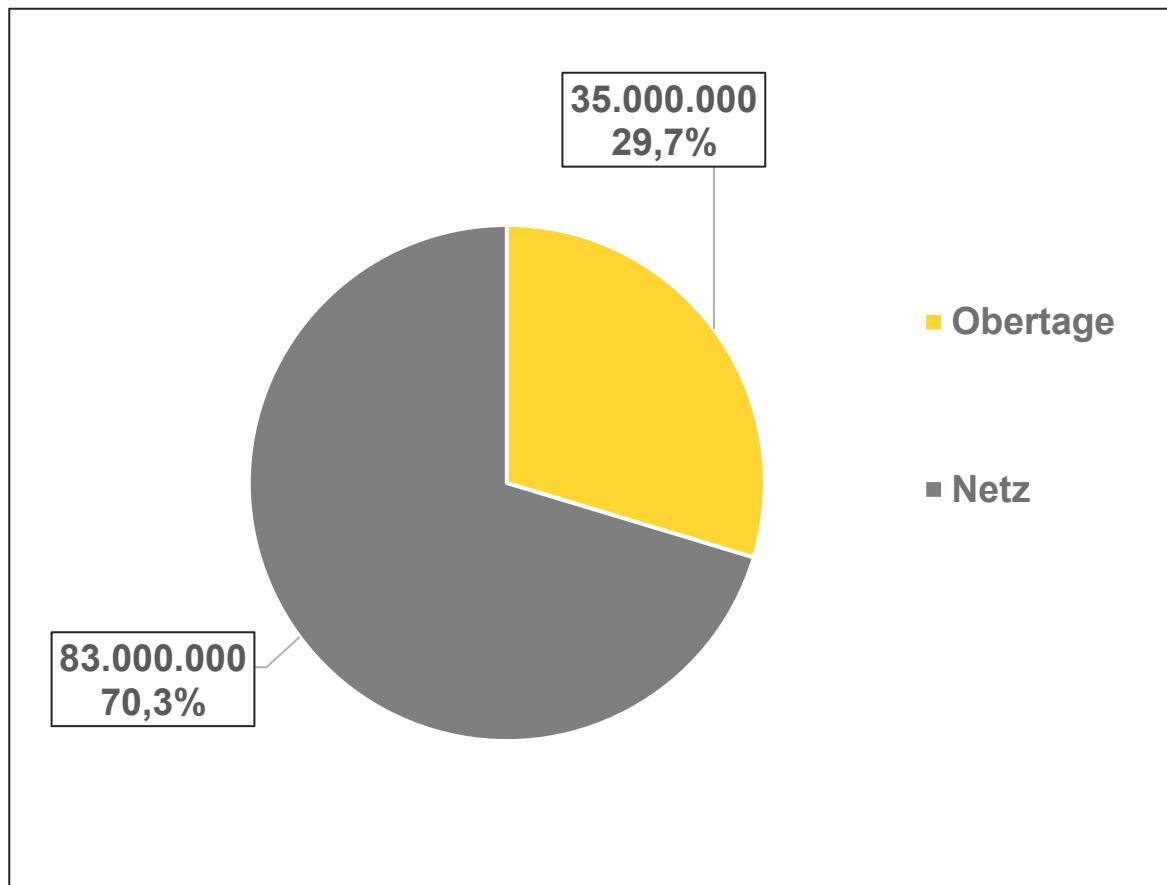
- IRR of FCF vor Steuern 5,6 %
(ohne Inflation 3,0 %)
- Ø DSCR 1,6
- Break-Even-Point im 11. Betriebsjahr

Kennzahlen ohne Fördermittel

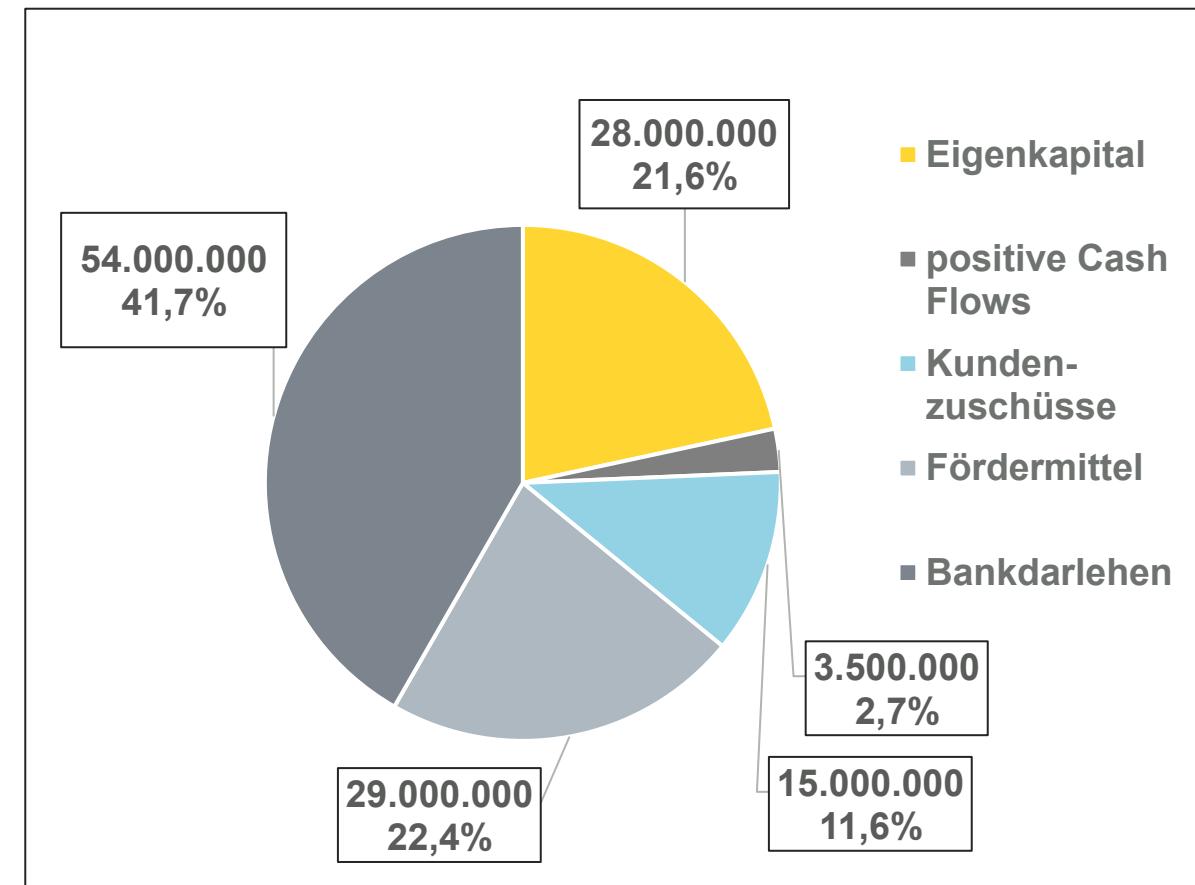
- IRR of FCF vor Steuern 2,2 %
- Ø DSCR 0,9
- Break-Even-Point wird nicht erreicht



Projekt (2) - Investitionen und Finanzierung

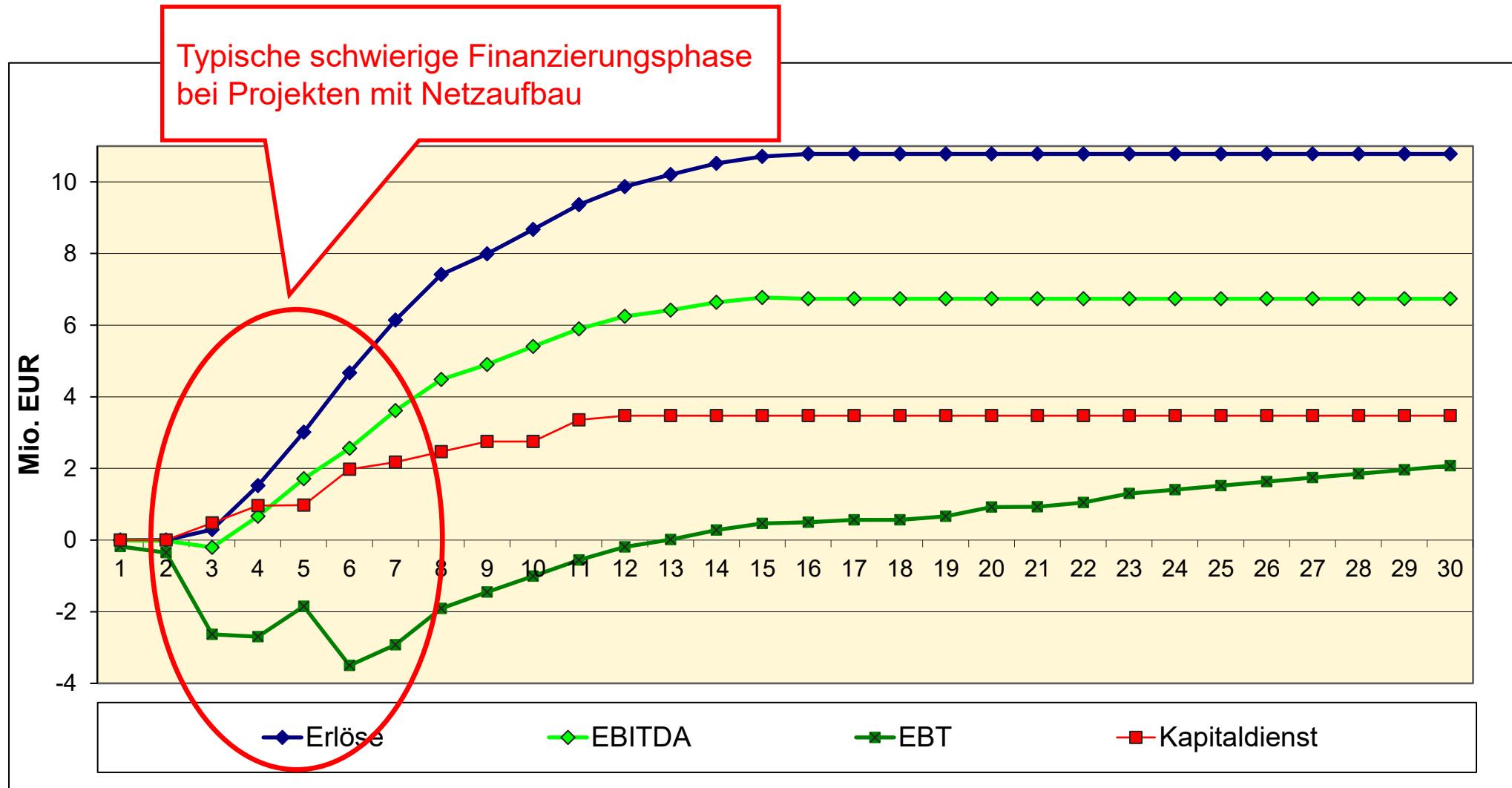


– Investitionsvolumen 118 Mio. EUR



– Finanzierungsvolumen 130 Mio. EUR

Projekt (2) - Ertragsentwicklung (hier nicht inflationiert)



Projektsteckbrief (3) - Projekt Oberrheingraben Szenario I

Lage

- Oberrheingraben

Projektgegenstand

- Wärmeversorgung für eine Stadt
- Anschlussleistung 40 MW p.a. im Endausbau
- Wärmeabsatzmenge 118 GWh p.a. im Endausbau
- Fördertemperatur 150 °C, Schüttung 70 l/s
- Thermische Leistung 23,8 MW je Dublette

Besonderheit

- Transformation eines bestehenden Wärmenetzes in einer Stadt
- Kein Netzbau
- zwei Dubletten

Investitionsvolumen

- Mio. 93 Mio. EUR

Kennzahlen mit Fördermitteln

- **IRR of FCF vor Steuern 3,1 %**
- **Ø DSCR 0,6**
- **Break-Even-Point rechnerisch im 24. Betriebsjahr**

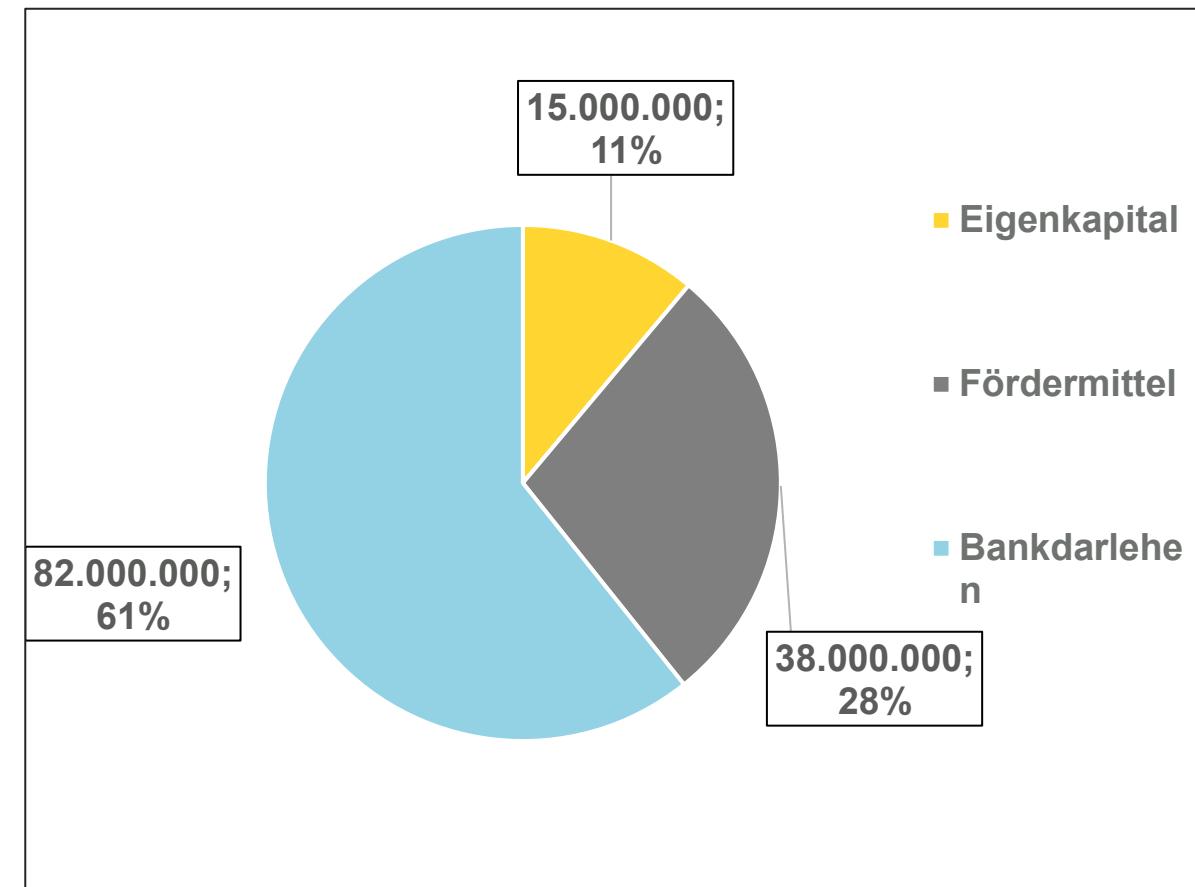
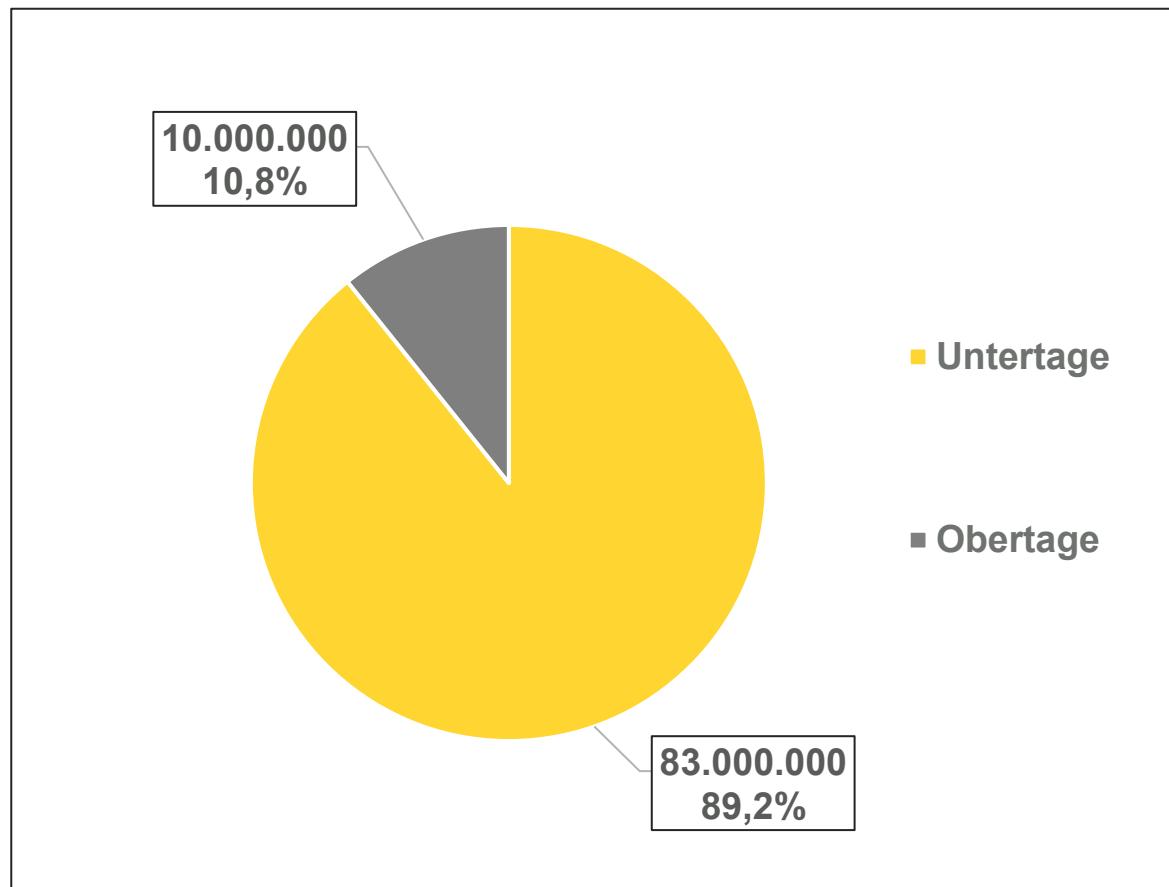


Kennzahlen ohne Fördermittel

- **IRR of FCF vor Steuern 0,8 %**
- **Ø DSCR 0,3**
- **Break-Even-Point wird nicht erreicht**

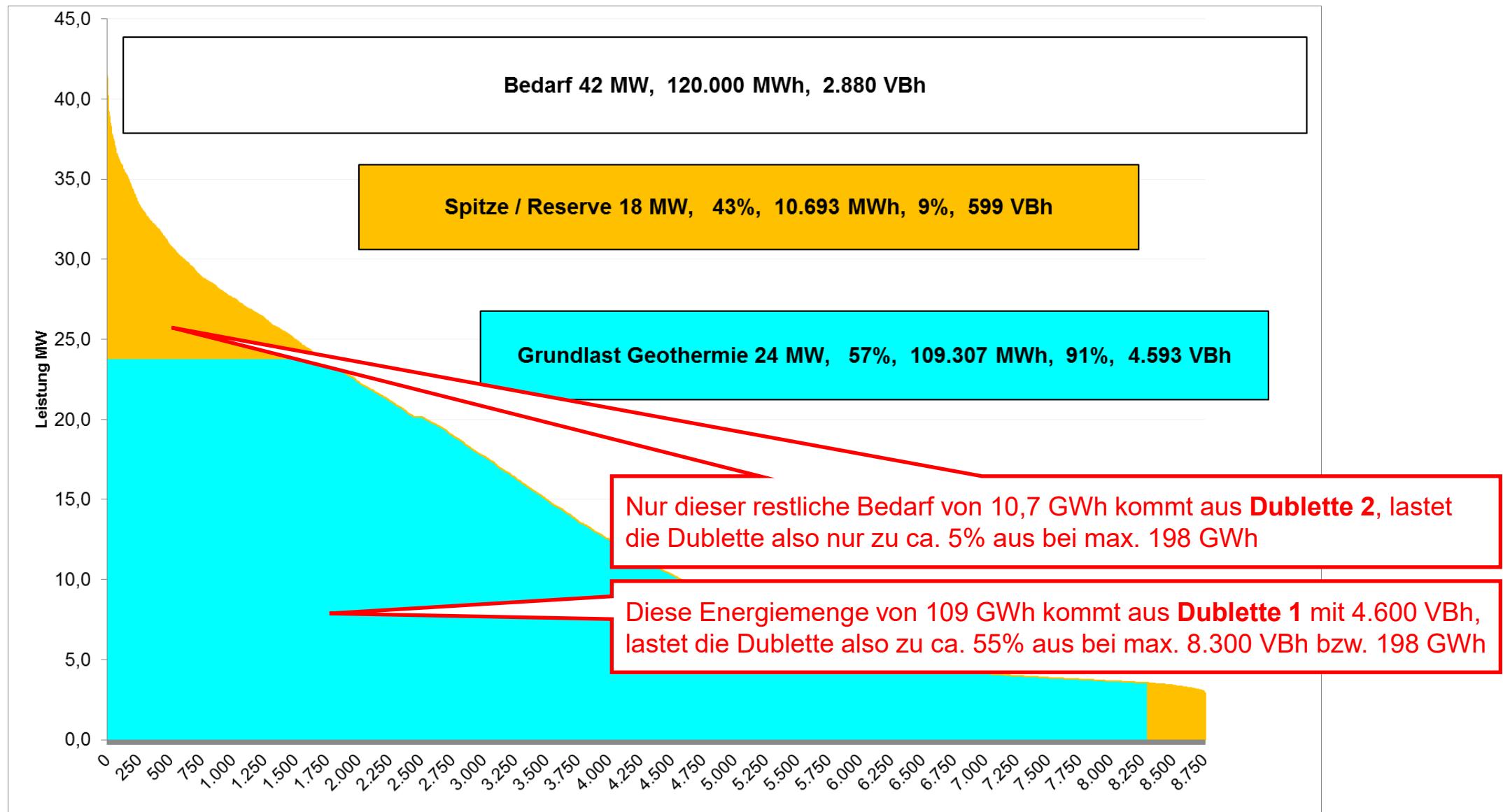


Projekt (3) Szenario I - Investitionen und Finanzierung

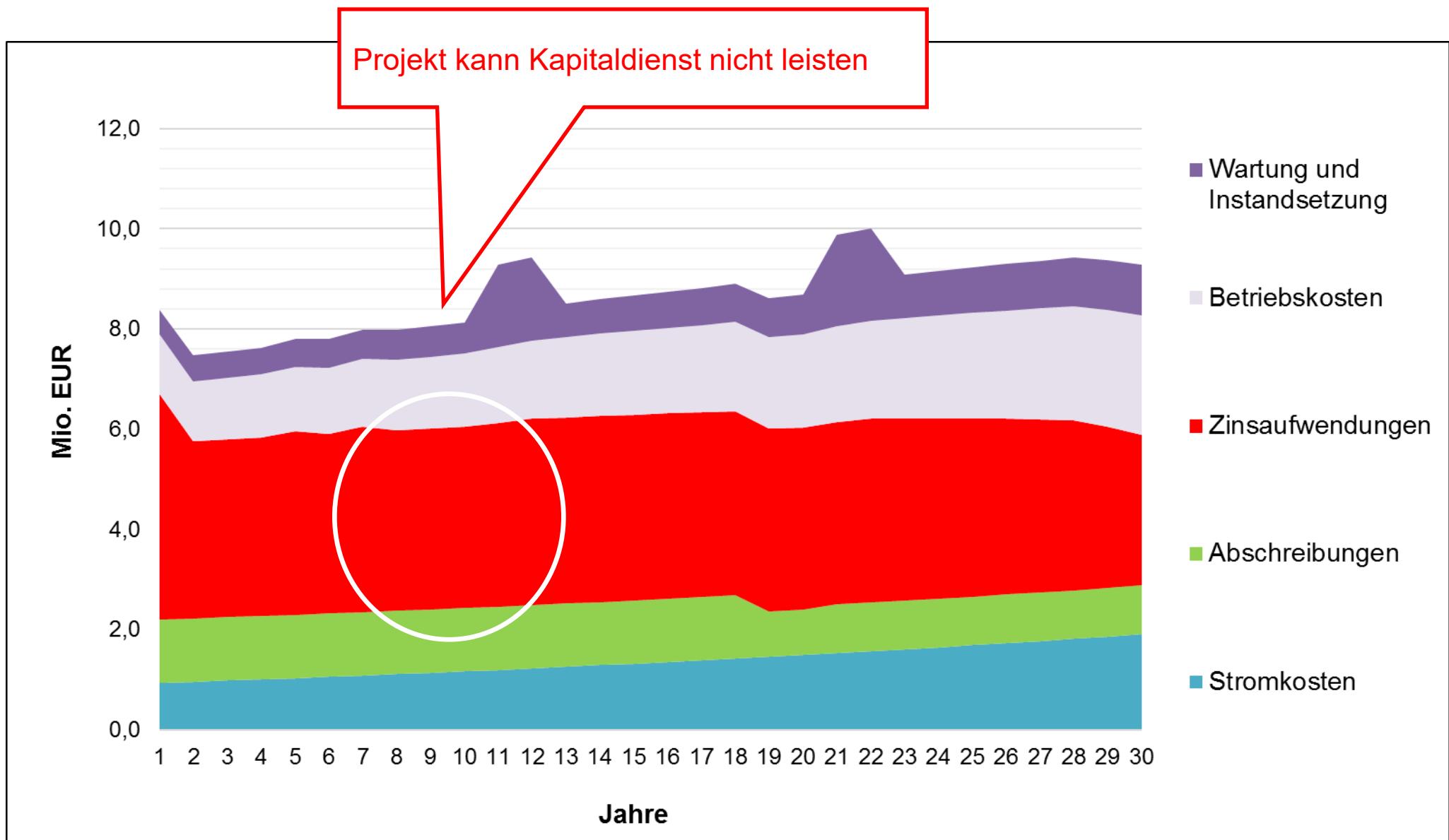


- Investitionsvolumen 93 Mio. EUR
- Finanzierungsvolumen 135 Mio. EUR
- davon Vorfinanzierung Fördermittel 38 Mio. EUR

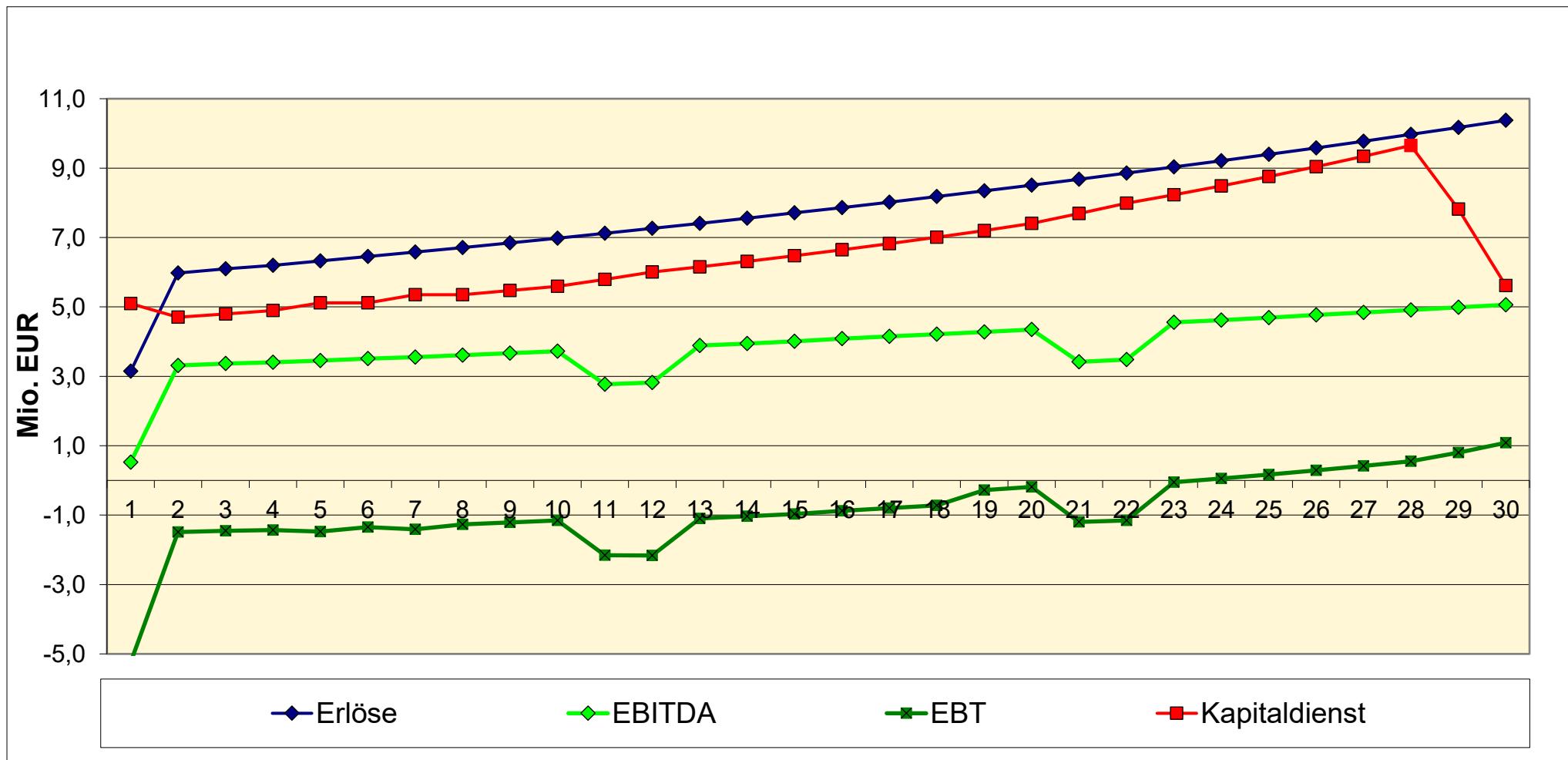
Projekt (3) Szenario I - Auslastung der Dubletten



Projekt (3) Szenario I - Aufwendungen



Projekt (3) Szenario I - Ertragsentwicklung



Projektsteckbrief (3) - Projekt Oberrheingraben Szenario II

Lage

- Oberrheingraben

Projektgegenstand

- Wärmeversorgung für eine Stadt
- Anschlussleistung 40 MW p.a. im Endausbau
- Wärmeabsatz 118 GWh p.a. im Endausbau
- Stromerzeugung / Einspeisemenge 14 GWh p.a.
- Fördertemperatur 150 °C, Schüttung 70 l/s
- Thermische Leistung 23,8 MW je Dublette

Besonderheit

- Transformation eines bestehenden Wärmenetzes in einer Stadt
- kein Netzbau
- zwei Dubletten
- **ORC-Kraftwerk 3,6 MWel**

Investitionsvolumen

- 123 Mio. EUR

Kennzahlen mit Fördermitteln

- IRR of FCF vor Steuern 5,3 %
- Ø DSCR 1,1
- Break-Even-Point im 13. Betriebsjahr

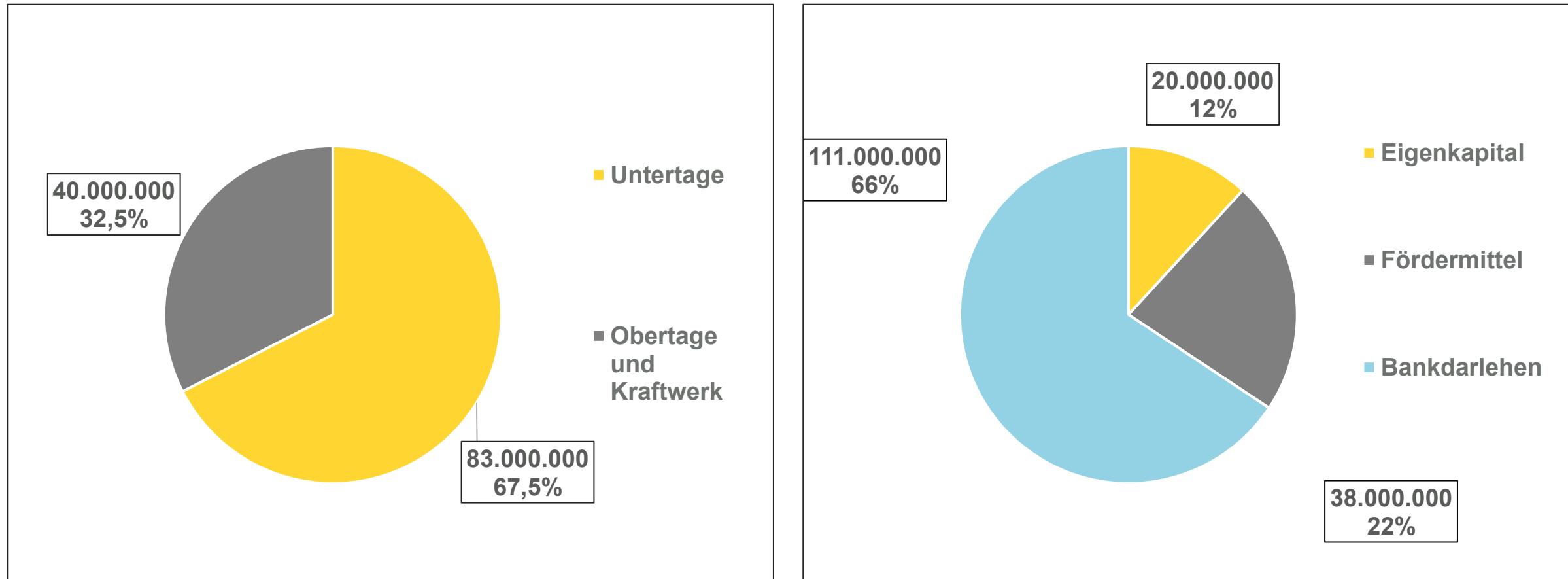


Kennzahlen ohne Fördermittel

- IRR of FCF vor Steuern 4,1 %
- Ø DSCR 0,7
- Break-Even-Point im 21. Betriebsjahr

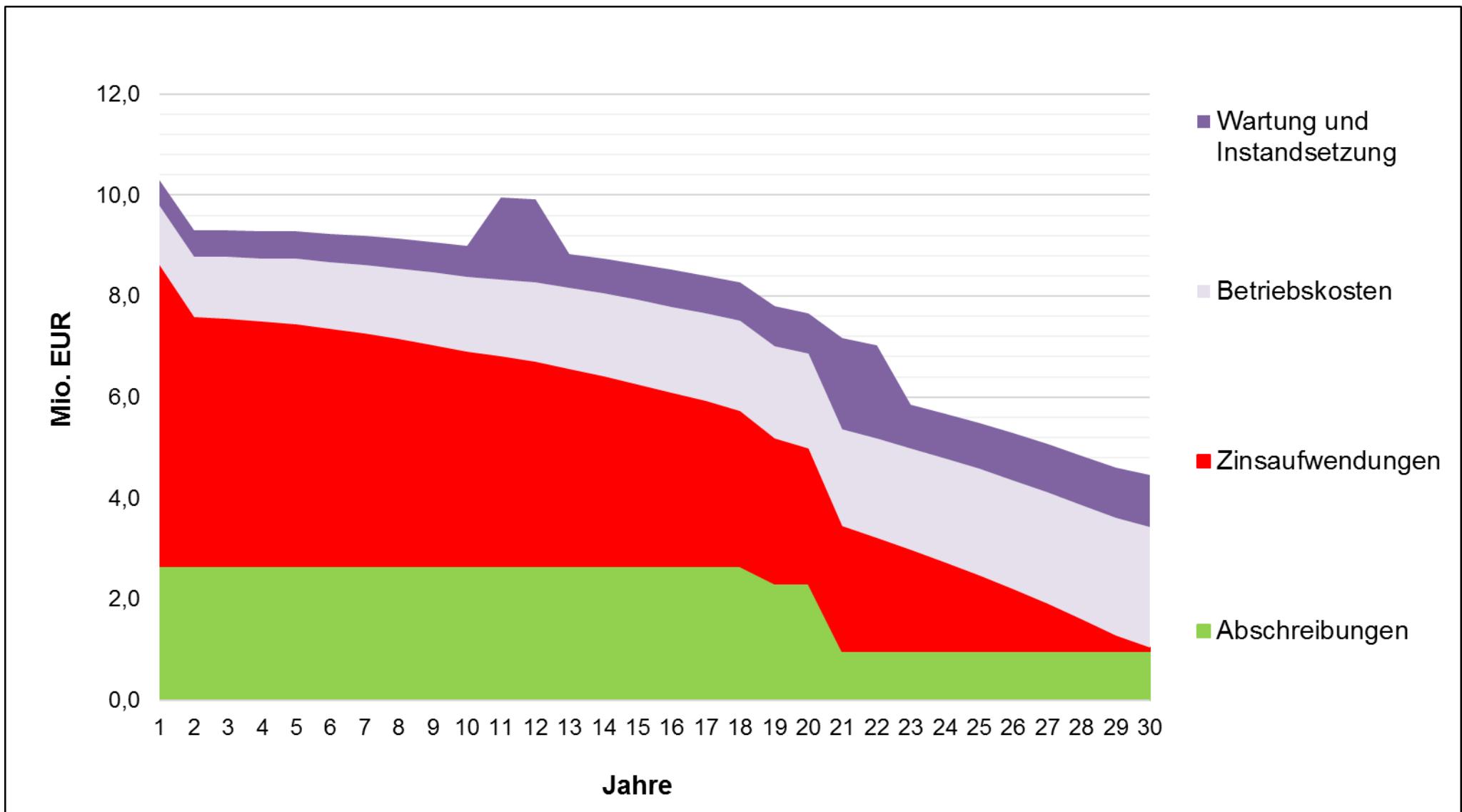


Projekt (3) Szenario II - Investitionen und Finanzierung

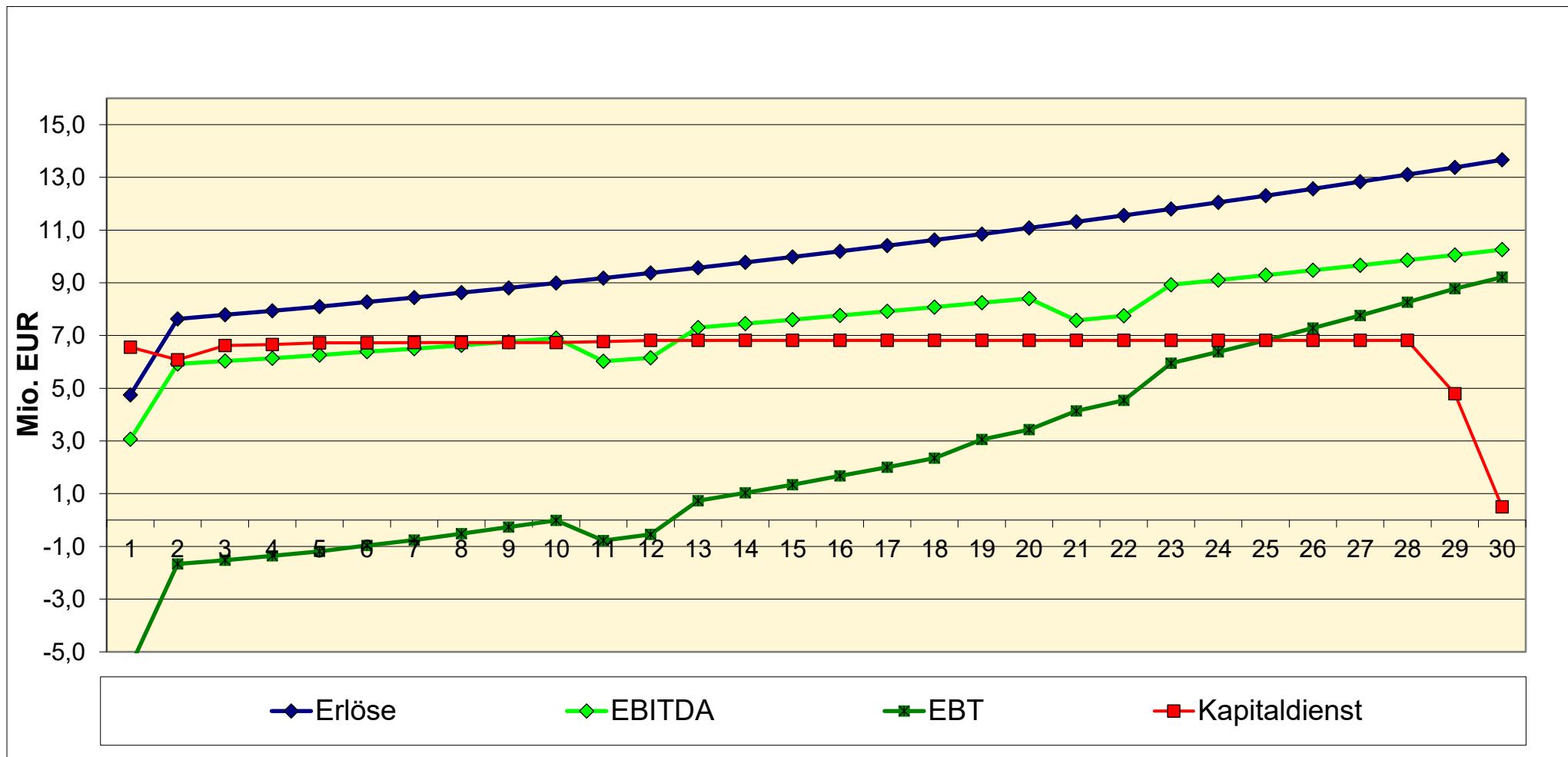


- Investitionsvolumen 123 Mio. EUR
- Finanzierungsvolumen 169 Mio. EUR
- davon Vorfinanzierung Fördermittel 38 Mio. EUR

Projekt (3) Szenario II - Aufwendungen



Projekt (3) Szenario II - Ertragsentwicklung (ohne Bauphase)



Projektsteckbrief (3) - Projekt Oberrheingraben Szenario III

Lage

- Oberrheingraben

Projektgegenstand

- Wärmeversorgung für eine Stadt und einen weiteren Großkunden
- Anschlussleistung 52 MW p.a. im Endausbau
- Wärmeabsatz 205 GWh p.a. im Endausbau
- Fördertemperatur 150 °C, Schüttung 70 l/s
- Thermische Leistung 23,8 MW je Dublette

Besonderheit

- Städtische Versorgung und zusätzlicher Großkunde
- kein Netzbau
- zwei Dubletten

Investitionsvolumen

- 93 Mio. EUR

Kennzahlen mit Fördermitteln

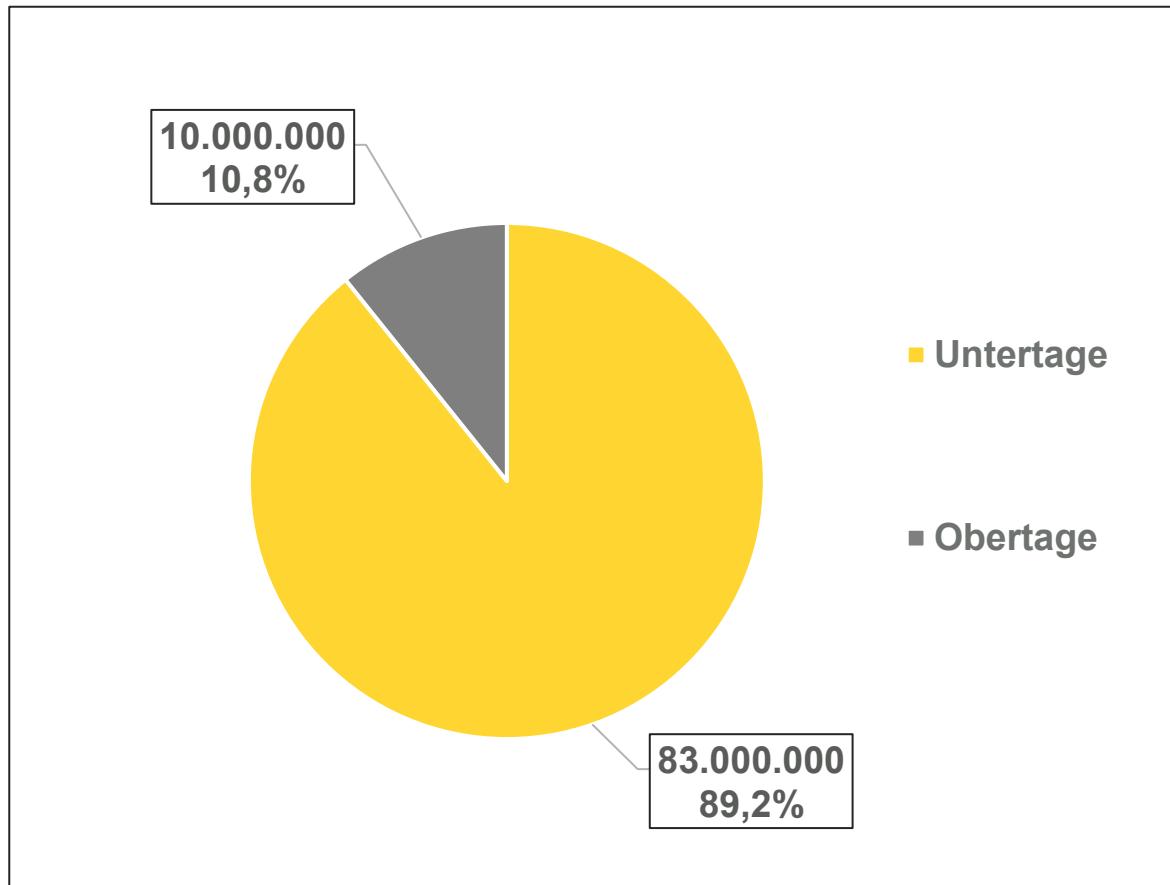
- IRR of FCF vor Steuern 8,9 %
- Ø DSCR 1,9
- Break-Even-Point im 3. Betriebsjahr

Kennzahlen ohne Fördermittel

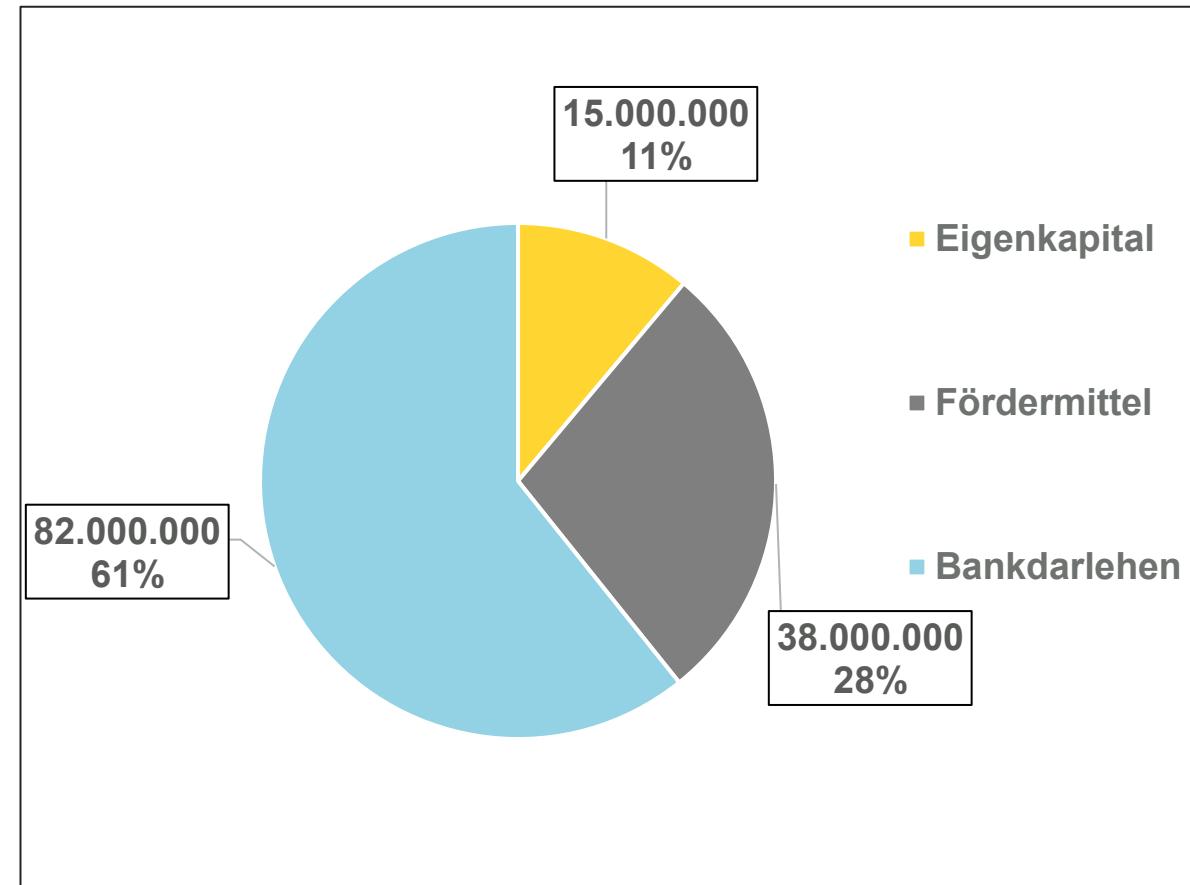
- IRR of FCF vor Steuern 6,0 %
- Ø DSCR 1,2
- Break-Even-Point im 4. Betriebsjahr



Projekt (3) Szenario III - Investitionen und Finanzierung

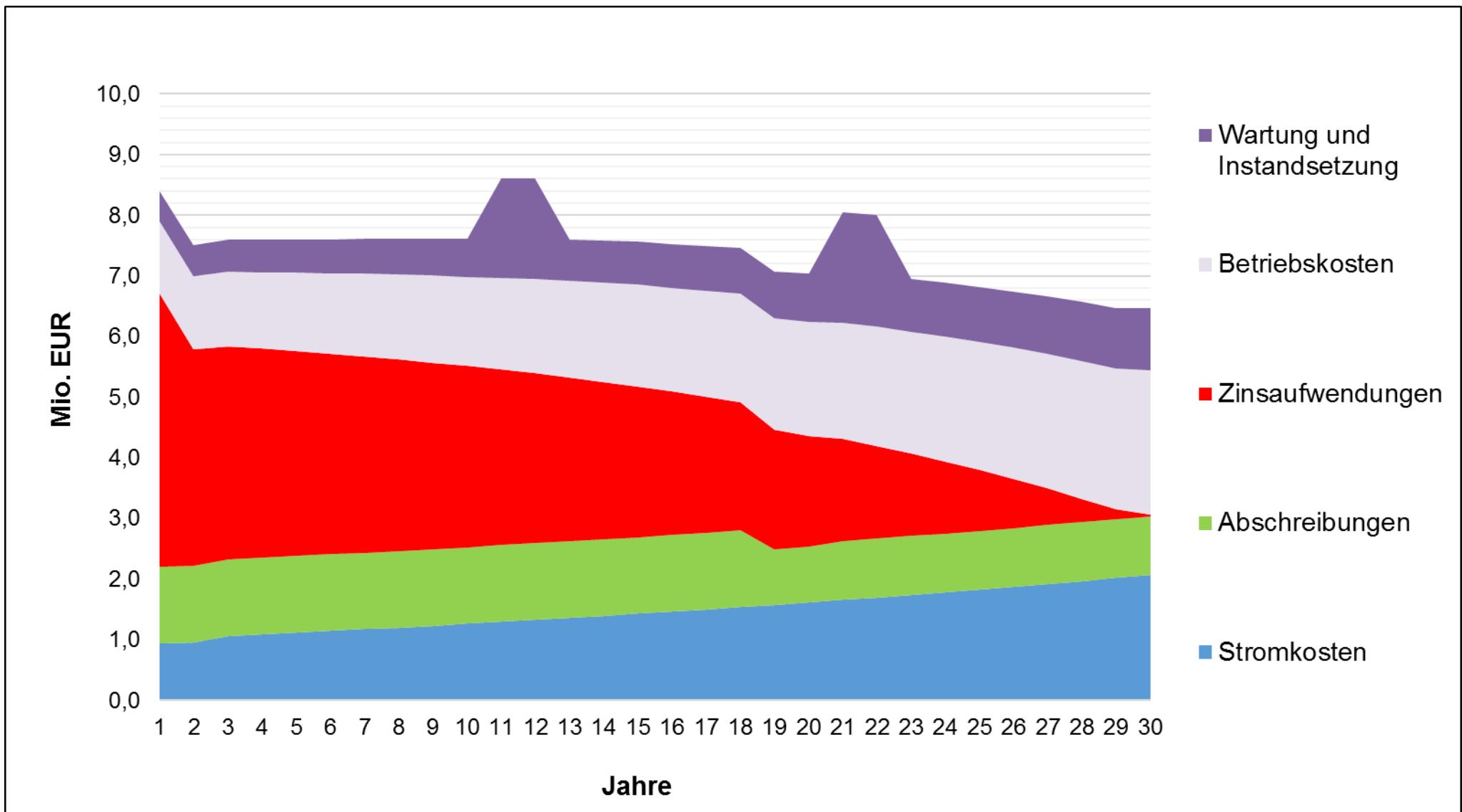


– Investitionsvolumen 93 Mio. EUR

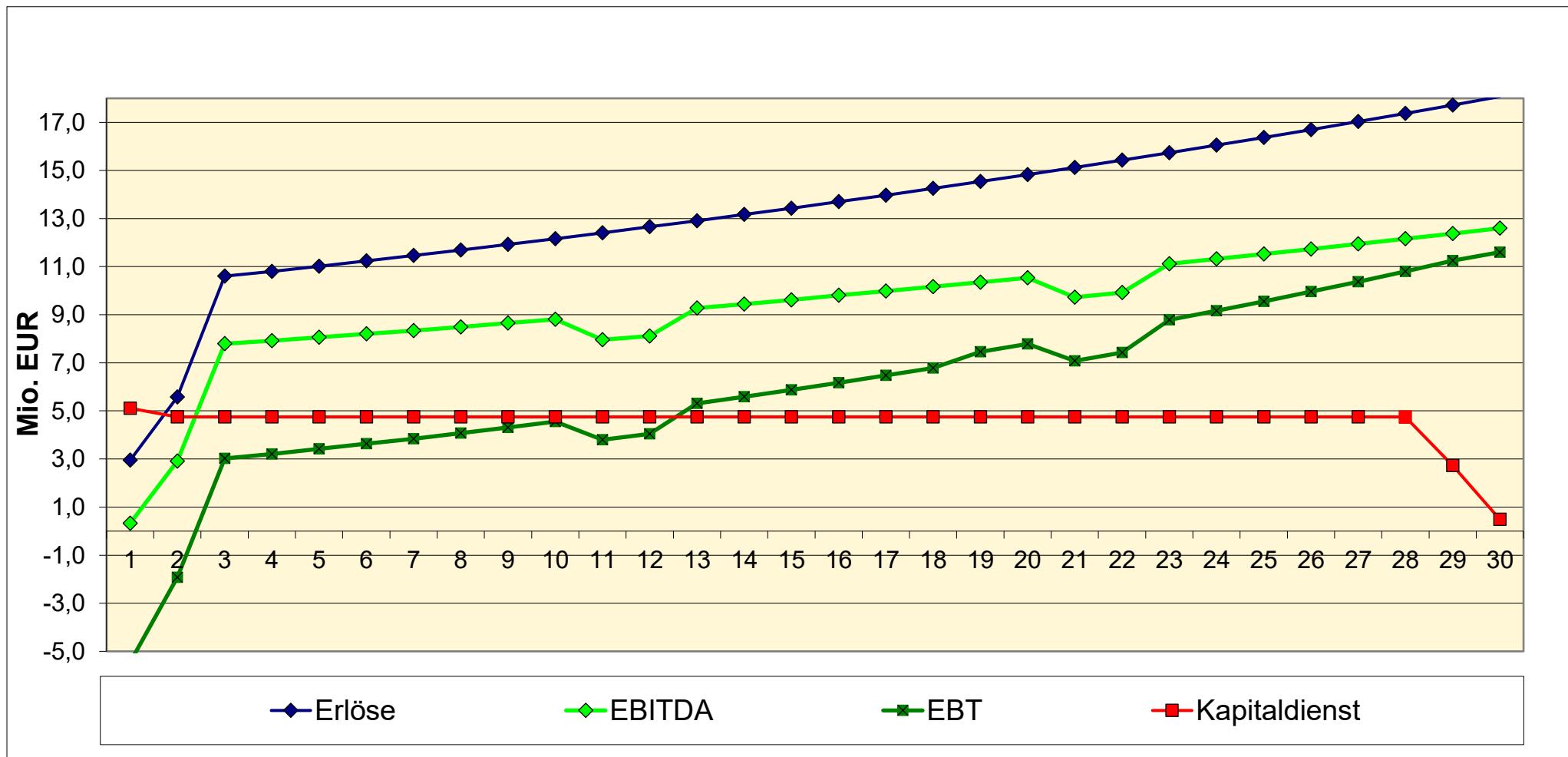


– Finanzierungsvolumen 135 Mio. EUR
– davon Vorfinanzierung Fördermittel 38 Mio. EUR

Projekt (3) Szenario III - Aufwendungen



Projekt (3) Szenario III - Ertragsentwicklung



VIII. Fazit: Jedes Projekt muss speziell kalkuliert werden



Das Financial Modeling von Wärmewende- / Fernwärmeprojekten ist die Basis jeder Projektprüfung. Das Modeling ist betriebswirtschaftlich/technisch komplex.

Nur wirtschaftliche Projekte, für die es eine Finanzierungsbereitschaft von Träger / Betreiber und Bank gibt, werden umgesetzt (Markttest). Damit entscheidet die Betriebswirtschaftslehre über den Erfolg der Wärmewende.

Es gibt keine einheitliche Definition von Wirtschaftlichkeit und „Finanzierbarkeit aus Betreibersicht (Eigenkapitalgeber) und Bankensicht (Fremdkapitalgeber).

Unterschiedliche Gewichtung und Bewertung der die Wirtschaftlichkeit beeinflussenden Faktoren je nach Projektzuschnitt und potenziellem Betreiber sowie den Anforderungen der finanzierenden Bank (Risikokriterien).

In jedem Fall muss die Rendite (IRR) über den Kapitalkosten (WACC) liegen und die Schuldendienstdeckung aus Bankensicht gewährleistet sein.

Rentabilität kann erarbeitet und muss gestaltet werden (Optimierungsprozess). Die Finanzierungsmöglichkeiten bestimmen den Projektzuschnitt.

Starkes kommunales Engagement / kommunale Trägerschaft erhöht die Umsetzungswahrscheinlichkeit (niedrigere Kapitalkosten!).

VII. Referenzen des SONNTAG Energie-Teams



Referenzprojekte Fernwärme / KWK / Geothermie

Inland

- IEP Pullach GmbH, Pullach (Fernwärme) - in Betrieb seit 2005 (www.iep-pullach.de)
- AFK Geothermie GmbH, Aschheim/Feldkirchen/Kirchheim (Fernwärme) - in Betrieb seit 2008 (www.afk-geothermie.de)
- GEOVOL Unterföhring GmbH, Unterföhring, (Fernwärme) - in Betrieb seit 2008 (www.geovol.de)
- EWG Garching GmbH & Co. KG, Garching b. München (Fernwärme) - in Betrieb seit 2012 (www.ewg-garching.de)
- Stadtwerke Waldkraiburg GmbH, Waldkraiburg (Fernwärme) - in Betrieb seit 2012 (www.waldkraiburg.de/de/fernwaermeverversorgung-neu/)
- WVI Ismaning GmbH & Co. KG, Ismaning (Fernwärme) - in Betrieb seit 2013 (www.wvi.ismaning.de)
- Gemeindewerke Oberhaching GmbH, Oberhaching (Fernwärme) - in Betrieb seit 2013 (www.gemeindewerke-oberhaching.de)
- GeoEnergie Taufkirchen GmbH & Co. KG, Taufkirchen (Fernwärme/Strom) - in Betrieb seit 2013 (www.geoenergie-taufkirchen.de)
- Gemeindewerke Holzkirchen GmbH, Holzkirchen (Fernwärme/Strom) - in Betrieb seit 2018 / 2019 (www.gw-holzkirchen.de/de/Geothermie/)
- Silenos Energy GmbH & Co. KG, Köln (Strom) - in Betrieb seit 2021 (www.silenos-energy.com)
- Geoenergie Kirchweidach GmbH, Regensburg (Fernwärme/Strom) - in Betrieb seit 2021 (www.geoenergie-kirchweidach.de)
- GTU Unterschleißheim AG, Unterschleißheim (Fernwärme) - in Betrieb seit 2003 (www.unterschleissheim.de)
- Markt Bad Hindelang (Fernwärme) - in Betrieb seit 2024
- MTU Aero Engines AG, München (Nahwärme) - im Bau (www.mtu.de)
- Markt Altdorf, Altdorf (Fernwärme) - in der Planung
- HeideGeo GmbH & Co. KG, Munster (Fernwärme/Strom) - in der Planung
- Stadtwerke Bad Waldsee GmbH, Bad Waldsee (Fernwärme) - in der Planung
- Regionalwerk Chiemgau-Rupertiwinkel gKU, Kirchanschöring (Fernwärme) - in der Planung
- Stadtwerke Uelzen GmbH, Uelzen (Fernwärme) - in der Planung
- Gemeinde Haar (Fernwärme) - in der Planung
- Stadtwerke Germering, Germering (Fernwärme) - in der Planung
- geopfalz GmbH & Co. KG, Speyer (Fernwärme/Strom) - in der Planung (www.geopfalz.de)
- Gemeinde Planegg (Fernwärme) - in der Planung
- Due Diligence Prüfung von Geothermieprojekten u.a. für MVV Energie AG, RWE Innogy GmbH, Axpo AG, Stadt Geretsried, Hamburg

Wir bedanken uns für Ihre Aufmerksamkeit.

www.sonntag-partner.de

AUGSBURG +49 821 570 58-0

MÜNCHEN +49 89 255 44 34-0

ULM +49 731 966 44-0

NÜRNBERG +49 911 815 11-0

Sonntag & Partner
Partnerschaftsgesellschaft mbB
Wirtschaftsprüfer, Steuerberater, Rechtsanwälte



SONNTAG
Wirtschaftsprüfung. Steuer. Recht.

